

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции на месторождениях Республики Татарстан

УДК 622.276.58(470.41)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Меджидова Азиза		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Дукарт Сергей Александрович	К.И.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Меджидова Азиза

Тема работы:

Анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции на месторождениях Республики Татарстан
Утверждена приказом директора (дата, номер) 89-13/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	29.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ по месторождениям Республики Татарстан, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Статистический анализ значений обводненности месторождений Республики Татарстан, а также опыта применения водоизоляционных работ; понятие обводненности; анализ и выявление причин преждевременного обводнения; обоснование применения технологических решений для

	определенных причин обводнения; обзор современных технологий регулирования процесса разработки, применяемых на поздней стадии разработки нефтяных месторождений.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
1. Особенности процесса роста обводненности скважинной продукции при эксплуатации нефтяных месторождений	Старший преподаватель, Гладких Марина Алексеевна
2. Анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции, применяемых в Республике Татарстан	
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
4. Социальная ответственность	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Особенности процесса роста обводненности скважинной продукции при эксплуатации нефтяных месторождений	
2. Анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции, применяемых в Республике Татарстан	
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
4. Социальная ответственность	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			01.04.21

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Меджидова Азиза		01.04.21

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2020 /2021 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.04.2021	Введение	10
24.03.2021	Особенности процесса роста обводненности скважинной продукции при эксплуатации нефтяных месторождений	25
03.04.2021	Анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции, применяемых в Республике Татарстан	25
11.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
18.05.2021	Социальная ответственность	15
11.06.2021	Оформление работы	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			01.04.21

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			01.04.21

Обозначения, определения и сокращения

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ГМТ – геолого-технические мероприятия;

ВНФ – водонефтяной фактор;

ОВП – ограничение водопритока;

ВИР – водоизоляционные работы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

ВПП – выравнивание профиля приемистости;

ПАА – полиакриламид;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ВНК – водонефтяной контакт;

ВПП – выравнивание профиля приемистости;

ХОС – химическая обработка скважин;

УДР – установка дозирования реагента;

ЦППД – цех поддержания пластового давления;

ЭК – эксплуатационная колонна;

НЭК – негерметичность эксплуатационной колонны;

КОС – кремний органическое соединение;

ВУС – вязкоупругая система;

ВТС – водорастворимый тампонажный состав;

НВТС – неолсолсодержащий водорастворимый тампонажный состав;

ГОС – гелеобразующий состав.

ОПЗ – обработка призабойной зоны пласта.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 93 страницы, в том числе 28 рисунков, 21 таблицу. Список литературы включает 38 источников.

Ключевые слова: обводненность скважиной продукции, регулирование процесса разработки, изоляция водопритокков, выравнивание профиля приемистости, скважинная диагностика, контроль за обводненностью, изолирующие средства, поздняя стадия разработки, доизвлечение остаточных запасов.

Объектом исследования являются – применяемые на месторождениях Республики Татарстан технологии по снижению обводненности скважинной продукции.

Цель работы – анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции месторождений Республики Татарстан.

В результате исследования были отмечены технологии, показавшие положительную технологическую эффективность на месторождениях Татарстана.

Было отмечено, что снижению обводненности продукции и интенсификации добычи нефти способствует проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР); операции по ОВП проводят с использованием отвердевающих жидкостей для изоляции места прорыва воды, гелеобразующих составов, закачиваемых в пласт, механической изоляции и зарезки боковых стволов; гидродинамические методы регулирования осуществляют путем изменения режимов работы насосов, а также периодичной работой нагнетательных скважин.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	12
1.1 Основные факторы обводнения скважин	13
1.2 Определение места притока вод в скважину	18
1.3 Способы снижения обводненности продукции скважины	23
1.3.1 Снижение обводненности продукции методом ограничения водопритока	23
1.3.2 Снижение обводненности продукции путем регулирования режима работы	26
1.3.3 Снижение обводненности скважинной продукции в процессе подготовки нефти	29
1.4 Скважинная диагностика водопритоков	31
1.5 Исследование обводненности на устье скважины	34
1.6 Каротажные диаграммы профиля притока	35
2 АНАЛИЗ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН	37
2.1 Технология ограничения водопритоков с помощью модифицированного силикат-гелевого состава	37
2.2 Технология ограничения водопритоков с помощью нефтеводонабухающих пакеров	42
2.2.1 Анализ эффективности применения нефтеводонабухающих пакеров	50
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	59

3.1 Расчёт продолжительности выполнения работ.....	59
3.2 Расчёт сметной стоимости работ	61
3.3 Оценка коммерческого потенциала и перспективности работ по ограничению водопритоков	66
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	71
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	71
4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	71
4.1.2 Организационные мероприятия.....	73
4.2 Производственная безопасность при работах на кустовой площадке	74
4.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	76
4.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятия по их устранению	81
4.3 Экологическая безопасность.....	83
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	88
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	90

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день большая часть нефтяных и газовых месторождений страны и, в частности, Республики Татарстан находится на завершающей стадии разработки, для которой характерно снижение объемов добычи нефти и рост обводненности продукции скважин.

Вопрос снижения отборов воды и, следовательно, увеличения отборов нефти в настоящее время встает все чаще. Рост обводненности нефти является естественным процессом, вызванным фациальной неоднородностью пластов, а также в ходе разработки месторождения.

Геологическое строение и фильтрационно-емкостные свойства пласта, физико-химические свойства пластовых флюидов, а также система размещения скважин, технология их строительства и режимы эксплуатации оказывают влияние на темпы и характер обводнения добываемой нефти.

Таким образом, ввиду роста обводненности продукции скважин увеличиваются непроизводственные затраты на добычу и транспортировку попутно добываемой воды, а также на борьбу с коррозионными процессами, кроме того, снижается конечная нефтеотдача. В связи с данными фактами встает вопрос об актуальности технологий, направленных на борьбу с обводненностью.

Целью работы является анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции месторождений Республики Татарстан.

В связи с целью были поставлены следующие задачи:

- рассмотреть особенности проблем избыточных водопритокков;
- рассмотреть причины преждевременного обводнения, способы его предупреждения и методы борьбы;
- изучить современные методы и технологии регулирования процесса разработки с целью снижения обводненности добываемой продукции;

- изложить сущность и оценить эффективность технологий, применяемых на сегодняшний день на месторождениях Республики Татарстан.

1 ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Большинство месторождений Республики Татарстан на сегодняшний день находятся на второй – третьей стадиях разработки, которые характеризуются высокой обводненностью скважинной продукции, обусловленной значительной выработкой запасов. Геолого-промысловый анализ показывает, что в процессе разработки залежи под действием техногенных факторов образуются трещины, которые порождают неконтролируемую циркуляцию жидкости. В следствие этих факторов происходит преждевременное обводнение добывающих скважин, а также образуются не вовлеченные в разработку зон.

В процессе эксплуатации скважин так или иначе наступает момент, когда продукция скважины обводняется. Рост объемов добываемой воды увеличивает риск возникновения коррозии промыслового оборудования, следовательно, требует больших материальных затрат на борьбу с коррозией. Рост обводненности скважин сопровождается увеличением себестоимости нефти, т.к. добыча попутной воды требует дополнительных расходов. Добыча высокообводненной продукции является экономически нерентабельной для большинства нефтяных скважин, такие скважины заносятся в бездействующий фонд. Именно поэтому большая часть скважин производит добычу механизированным способом.

С ростом обводненности добываемой продукции все острее встает вопрос о поддержании добычи нефти на стабильном уровне, поэтому главной задачей нефтяных и нефтесервисных компаний становится поиск и оптимизация методов борьбы с обводненностью нефти, преимущественно связанных с регулированием процесса разработки и ограничением избыточных водопритокров, включая и потокоотклоняющие технологии.

По результатам анализа промысловых данных вводятся рекомендации по контролю состояния циклического заводнения посредством проведения работ по ограничению водопритоков. Ввиду широкого разнообразия методов ремонтно-изоляционных работ возникает необходимость подбора подходящего для данных геолого-технических условия метода путем определения места притока воды в скважину.

1.1 Основные факторы обводнения скважин

В настоящее время рост обводненности продукции скважин является одной из наиболее распространенных проблем в российской нефтяной промышленности.

Пластовая вода, проходя через нарушения сплошности обсадной колонны, смешивается с потоком нефти и вымывает его через дефектные микротрещины или негерметичности в эксплуатационной колонне. Основными причинами дефектов колонны могут служить процессы коррозии, вызванные взаимодействием минерализованных пластовых вод с поверхностью эксплуатационной колонны, а также низкое качество закрепления обсадной колонны. Кроме того, образование повреждений возможно под действием эксплуатации скважины или при проведении ремонтных работ (ТРС или КРС). Возникновение подвижной воды также возможно в ходе эксплуатационного бурения или при отсутствии изоляции пластов друг от друга. В этом случае, пластовая вода не обязательно проникает в эксплуатационную колонну. Но может послужить началом коррозионных процессов и образования микротрещин, которые под высоким давлением будут стремительно расти и образовывать значительный дефекты [1].

Причины роста обводненности представлены на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Причины роста обводненности продукции скважин

Ввиду *негерметичности цементной колонны, НКТ или пакера* минерализованная пластовая вода из попадает в скважину (рисунок 1.2, а).

Конструкция скважины значительно влияет на процесс поиска причины обводнения и определение методов для борьбы с ними. С этой целью проводят различные исследования, среди которых можно выделить эксплуатационный каротаж. Его сущность заключается в определении и периодическом замере плотности, температуры и скорости потока.

В более сложных скважинах может потребоваться применение методов WFL и TPHL [1]. Метод исследования притока воды WFL используется для определения местоположения и оценки осевых заколонных миграций воды, для измерения скорости потока воды как в эксплуатационных, так и в нагнетательных скважинах, и для сбора необходимых данных о внутриколонных и заколонных перетоках между различными горизонтами. Метод TPHL применяется для определения трехфазного объемного содержания флюида.

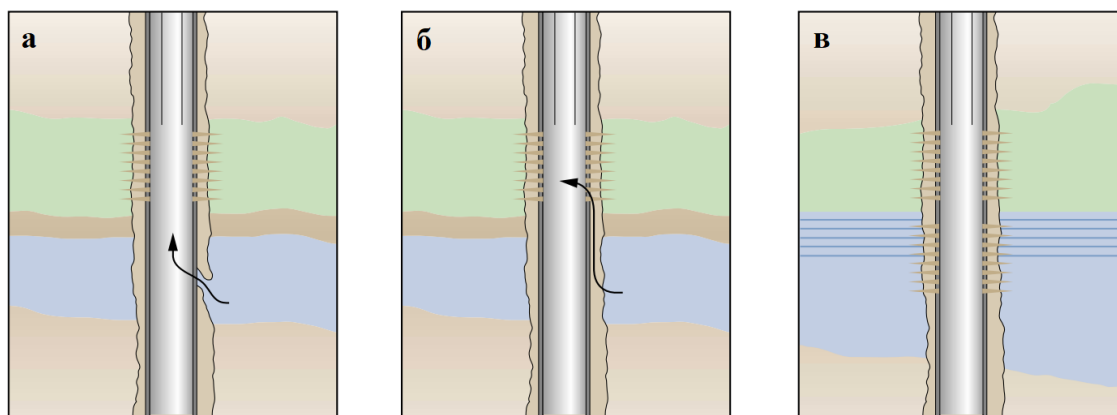


Рисунок 1.2 – Источники избыточных водопритокков: а) негерметичность колонны, НКТ или пакера; б) заколонные перетоки; в) движение ВНК

Заколонные перетоки. Низкое качество цементирования или тампонажного раствора приводит к объединению нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов (рисунок 1.2, б). Минерализованная вода в таком случае через негерметичности способна проникать в затрубное пространство.

Кроме того, в процессе разработки возникают пустотные пространства, возникающие после выноса песка или частиц породы. Для диагностики данной причины чаще всего используются методы термометрии и кислородно-активационного каротажа.

Движение уровня водонефтяного контакта (ВНК). Зачастую при разработке залежи в водонапорном режиме уровень ВНК стремится к подъему и, в конце концов, поднимается настолько, что вызывает прорыв воды в добывающие скважины (рисунок 1.2, в). В таких случаях основной причиной прорывов служит низкая проницаемость пласта по вертикали ($< 0,01$ мД) [1].

Обводненный пропласток без внутрипластовых перетоков. При разработке пластов с высокой проницаемостью возможно возникновение прорыва по пласту, находящемуся между водоупорными слоями (рисунок 1.3, а). Обводнение пласта таким образом происходит не только из-за законтурной воды, но и из-за нагнетаемой. Если пласты разделены водоупорами и между ними отсутствует фильтрация вод, то решением проблемы может послужить закачка изолирующий составов, гелей или пакером.

Трещиноватость или разломы между нагнетательной и добывающей скважинами. Если пустотное пространство коллекторов является трещинным или смешанным, то при их обводнении возможно быстрое продвижение воды к добывающим скважинам (рисунок 1.3, б). Диагностика проблемы в данном случае заключается в оценке разветвления системы трещин, например, радиационным каротажем, и в исследовании на неустановившемся режиме. На основании данных о диагностике производится выбор методов и технологий контроля, среди которых наилучшим решением будет водоизоляция.

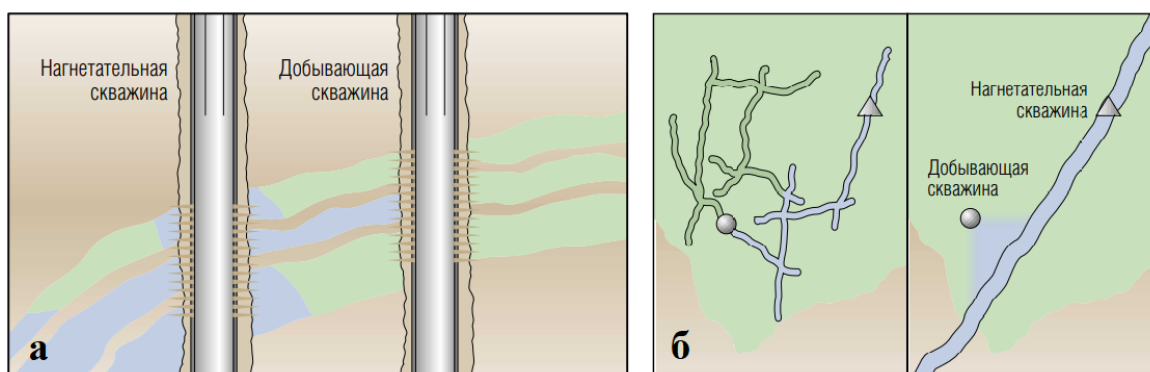


Рисунок 1.3 – Причины избыточных водопритокков: а) обводненный пропласток без внутрипластовых перетоков; б) трещиноватость или разломы между нагнетательной и добывающей скважинами

Конусо- или языкообразование. Конусообразование наиболее распространено в вертикальном типе скважин, вскрывающих пласты с высокой вертикальной проницаемостью и уровнем водонефтяного контакта, близком к перфорации (рисунок 1.4, а) [2]. При данном явлении вводится понятие критического дебита конусообразования – наибольшего дебита при котором еще не происходит образование конусов обводнения. Для решения проблемы в данном случае используют изолирующие составы (ПАВ, гели), которые заполняют пустотное пространство выше уровня ВНК. Такой метод чаще всего является экономически невыгодным ввиду высокого расхода реагента и большой глубины внедрения.

Низкий коэффициент охвата по площади. Следствием прорыва вод к добывающим скважинам является последующий низкий коэффициент охвата

разработкой по площади (рисунок 1.4, б). Для стабилизации ситуации в данном случае возможно применение потокоотклоняющих технологий, требующих больших материальных затрат, или же экономически более выгодного метода с уплотняющим бурением. Кроме того, выходом из ситуации могут послужить скважины с горизонтальным окончанием, способные разрабатывать пласты с неоднородной проницаемостью. Для большей эффективности возможно «отключение» некоторых наиболее обводненных участков ствола скважины.

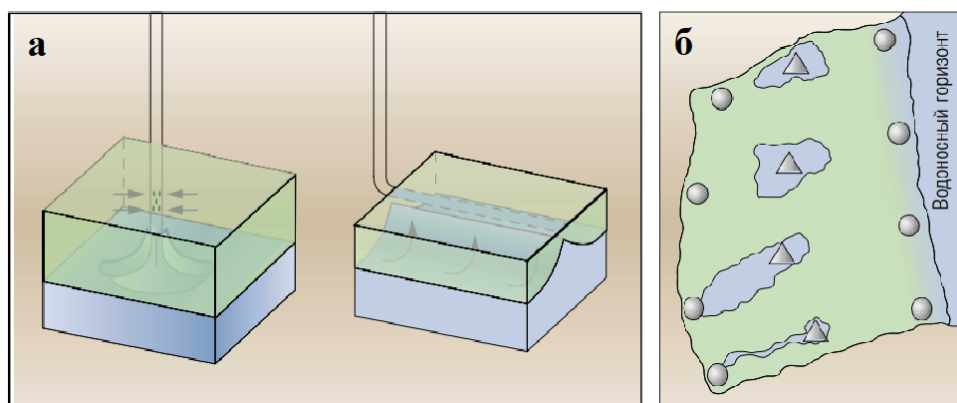


Рисунок 1.4 – Причины избыточных водопритокков: а) конусо- или языкообразование; б) низкий коэффициент охвата по площади

Пласт, стратифицированный по насыщенности гравитационным разделением флюидов. Под действием гравитационных сил, возможно разделение пластовых флюидов. Согласно законам физики, вещества разделяются по плотности и более плотные вещества стремятся в нижние участки. Таким образом, ввиду высокой вертикальной проницаемости пласта возможен прорыв пластовой воды к скважине (рисунок 1.5). Нагнетаемая или законтурная вода поступает в большинстве случаев в нижние отделы продуктивного пласта и при попытке их изоляции мероприятие дает незначительные результаты ввиду того, что по мере отдаления от водонагнетательной скважины, увеличивается роль гравитационных сил.

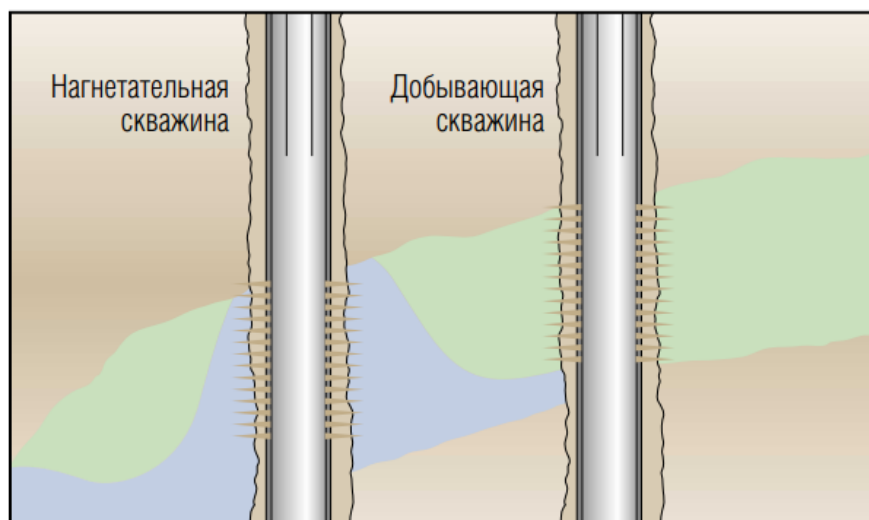


Рисунок 1.5 – Гравитационное разделение жидкостей в пласте

1.2 Определение места притока вод в скважину

Для определения причин, источника притоков и дефектов, через происходит поступление избыточной воды необходимо производить постоянный контроль за состоянием скважины. Для этого ее исследуют на наличие нарушений сплошности, ведут мониторинг технического состояния и качества обсадной колонны и следят за заколонным пространством [3]. Исследование скважин производится с целью:

- индикации движения вод в заколонном пространстве;
- определения гидродинамических и температурных характеристик зоны ствола;
- оценки качества текущего или капитального ремонта;
- определения мест дефектов на цементном колонне и кольце;
- отслеживанием местоположения муфт в колонне, интервалов перфорации, искусственного забоя, инструмента, спущенного для ремонтных операций, вспомогательных мостов, изолирующих патрубков;

Перед тем как выбрать метод для борьбы с избыточными притоками воды, необходимо идентифицировать их причину. Для этого используют результаты геофизических исследований по скважинам, вовлеченным в процесс разработки. Среди методов ГИС необходимую и достаточную

информацию дают методы термометрии и расходомерии. Также используются такие инструменты как: влагомер, плотномер, резистивиметр и другие [4]. Комплект исследований подбирается в зависимости от обводненности продукции и чаще всего включают высокочувствительную термометрию и механическую расходомерию.

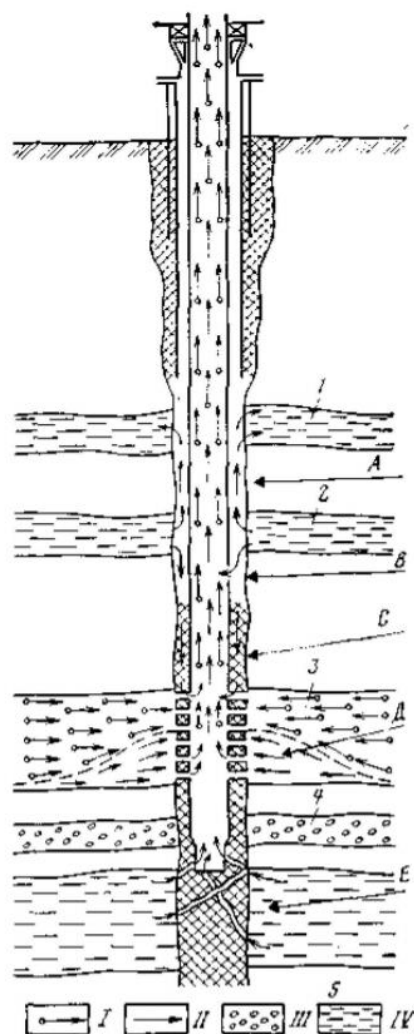


Рисунок 1.6 – Возможные причины и места избыточных водопритокков [4]

На рисунке цифрами и буквами обозначены: I – продукция скважины; II – вода; III – нефть в изолированном пласте; IV – вода в изолированном пласте; A – переток воды между пластами; B – прорыв верхних вод через дефект в эксплуатационной колонне; C – прорыв верхних вод через дефект в цементном камне; D – подошвенные воды; E – нижние воды, поступающие через дефект в цементном стакане.

В процессе выявления обводненных объектов инженеры сталкиваются со множеством проблем, среди которых можно выделить тот факт, что при добыче по стволу скважины движется смесь нефти и воды в виде эмульсии. Также минерализация пластовых вод является непостоянной величиной, герметичность цементной колонны может быть нарушена, а на результаты исследования могут повлиять работающие перфорированные скважины. Для того, чтобы исключить возможность ошибки, при выделении обводненных пластов применяют целый комплекс геофизических исследований, а также разрабатывают особые технологии их проведения и анализа результатов.

На сегодняшний день известно, что наиболее распространенной причиной избыточной воды служит именно наличие перетоков воды ввиду негерметичностей той или иной природы.

Значительной проблемой при добыче нефти служит балластовая вода, добываемая совместно с нефтью, но не участвующая в ее вытеснении. На рисунке 1.7 представлена типология вод, поступающих в добывающую скважину. Среди них выделяются все водопритоки, проникающие через нарушения сплошности цементной колонны. Отмечается, что наибольшее затруднение вызывают подошвенные воды, полная и долгосрочная изоляция которых практически невозможна.

Подробнее остановимся на контурной и нагнетаемой воде, которые вносят значительный вклад в процесс вытеснения нефти к забоям. Спустя некоторое время эта вода также поступает в добывающую скважину ввиду неоднородной проницаемости пласта, физическим и геологическим факторам [5].



Рисунок 1.7 – Виды воды, участвующей в избыточной обводненности [5]

Как отмечалось выше, наиболее распространенными методами для выделения обводненных продуктивных пластов на перфорированных интервалах являются методы исследования разрабатываемого пласта и добываемого флюида, а именно термометрия, расходометрия и изучение состава пластовых флюидов.

Исследования с помощью термометрии и расходометрии позволяют выяснить причины обводнения при достаточно высокой обводненности продукции. Данные термометрии помогают выяснить служит ли причиной избыточных вод поступление воды через перфорационные отверстия или же вода выше- или нижележащих пластов просачивается через нарушения сплошности заколонного пространства.

Результаты термометрических исследований позволяют опеределить распределение по площади закачиваемой воды и идентифицировать возможные перетоки в заколонном пространстве. При наличии перфорации на основе данных термометрии можно выделить интервалы обводнения. Также данный метод позволяет в целом судить о техническом состоянии скважины. Сущность метода заключается в построении базисной температурной кривой

– геотермы, и ее сравнении с температурными кривыми работающих скважин [4].

Метод расходомерии основан на измерении скорости движения потока нефти и воды путем измерения скорости вращения крыльчатки или другими способами. Для измерения в скважину на каротажном кабеле спускается специальный прибор-расходомер.

Данный метод используется для решения следующих задач [4]:

- построение профилей приемистости и притока;
- изучение суммарной добычи и расхода жидкости изолированных друг от друга пластов;
- выделение интервалов избыточной воды (в работающих скважинах), идентификация перетоков воды по скважине между перфорированными пластами (в неработающих скважинах).

Ярким маркером того, что в скважину поступает пластовый флюид, служит снижение температурных показателей. Для фиксации таких изменений широко используются термокондуктивные расходомеры. Им свойственна долговечность, устойчивость к механическим примесям в потоке и высокая чувствительность к малым притокам. Количественно оценить объемы притока воды в данном случае тяжело, так как для анализа необходимо течение однокомпонентной жидкости.

При обводненности продукции $< 90\%$ профили притока не позволяют с достаточной точностью определить перфорированный пласт, являющийся причиной избыточных водопритокров. В таком случае применяют метод исследования состава пластовых флюидов. Исследование проводится с помощью влагомера, резистивиметра и гамма-плотномера.

При механизированном способе добычи исследования причин водопритокров в процессе эксплуатации осуществлять тяжело, поэтому анализ производится проводятся при остановке работы скважины и поднятом

глубинном оборудовании. При таком способе добычи, основными методами диагностики служат электротермия и дебитометрия.

1.3 Способы снижения обводненности продукции скважины

1.3.1 Снижение обводненности продукции методом ограничения водопритока

На сегодняшний день выделяют две группы методов, применяемых для изоляции высокообводненных пластов: селективные и неселективные методы [6].

Неселективные методы изоляции (НСМИ) заключаются в закачке в пласт специальной смеси, которая вне зависимости от типа пластового флюида (нефть, газ, вода), образует непроницаемый экран, способный выдержать пластовое давление и температуру. Для применения данного метода необходимы точные данные о геометрических параметрах обводненного пласта и его расположении. Кроме того, необходимо учесть возможность случайного ограничения не только обводненного, но и нефтенасыщенного пласта. В состав смеси при НСМИ входят различные цементирующие основы, пеноцементы, полимерные цементы, изолирующие пакеры и др.

Селективные или избирательные методы изоляции наиболее востребованы, так как закачиваемый реагент при этом создает непроницаемый экран только при контакте с водой, т.е. ограничивает только водонасыщенную часть пласта. В качестве реагента для закачки используют различные гели, затвердевающие или осадкообразующие вещества.

Избирательность закачиваемого реагента обоснована его химическими свойствами: подбирается такой состав, который взаимодействуя с водой, образует осадок, гель или отвердевает, а при контакте с углеводородами не вступает в реакцию [7].

На рисунке 1.8 приведены химические реагенты, закачиваемые в пласт с целью изоляции обводненных участков. Их классификация приведена на

основе химико-физических свойств образующегося водонепроницаемого экрана.



Рисунок 1.8 – Селективные химические реагенты

Отверждающиеся составы после закачки имеют прочную кристаллическую решетку, которая способна вступать в реакцию с водой, но неспособна – с углеводородами [7]. Примеры отверждающихся реагентов, применяемых для ограничения избыточных вод, приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Отвердевающие химические реагенты

Тип материала	Промышленное наименование
1. Полиуретан	Клей КИП-Д
2. Синтетические смолы: – фенолформальдегидные	ТДС-9, ТДС-10
3. Кремнийорганические соединения: – органохлорсилан – олигомерный органосиликсан – эфиры ортокремниевой кислоты	метилхлорсилан, фенилхлорсилан этилакрилхлорсилоксан, полидиорганосилоксаны тетраэтоксисилан, этилсиликат

Гелеобразующие реагенты при закачке в пласт образуют водонепроницаемый гелевый осадок. Основные гелеобразующие химические реагенты приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Гелеобразующие химические реагенты

Тип материала	Промышленное наименование
1. Полимеры акриловых кислот и их производных – сополимеры полиакриловой кислоты и их производные – сополимеры метакриловой кислоты	полиакриламид гелеобразный или сухой Гипан, метас флокулянт «Комета», МАК-ДЭА

Продолжение таблицы 1.2

2. Производные целлюлозы – сложные эфиры целлюлозы (карбоксиметилцеллюлозы) – простые эфиры целлюлозы	КМЦ-500, КМЦ-600
	оксиэтилированная целлюлоза, метилцеллюлоза
3. Предельные полимеры, полиолефины:	полиэтиленовая крошка, полиизобутилен
4. Вязкие нефти, эмульсии и др. нефтепродукты	нафталин, парафин, НЧК (нейтрализованный черный контакт, контакт Петрова (керосиновый контакт))
5. Нефтерастворимые смолы и латексы	СКС-30, СКС-50, СКД-1, резиновая крошка
6. Неорганические материалы	жидкое стекло

Осадкообразующие реагенты после закачки в обводненный пласт образуют нерастворимый осадок ввиду химической реакции с водой, с растворенными в воде солями или между собой (рисунок 1.9).

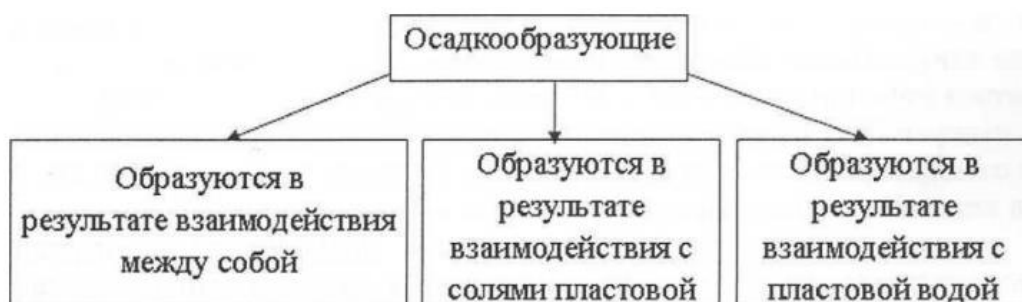


Рисунок 1.9 – Осадкообразующие химические реагенты

Гидрофобизаторы – реагенты, которые придают обрабатываемой поверхности водоотталкивающие свойства. Применение реагентов-гидрофобизаторов позволяет снизить водонасыщенность пород призабойной зоны путем их гидрофобизации [7]. С этой целью применяют жидкости, насыщенные пузырьками воздуха, поверхностно-активные вещества и др.

Пенные системы представляют собой смесь жидкости и газа, образованную насыщением жидкости газом или вследствие химических превращений. Эффективность применения таких систем заключается в том, что перетоки воды ограничиваются ввиду образования экрана из коллоидно-

дисперсных соединений и осаждения на поверхности каналов порового пространства пузырьков газа, препятствующих движению воды.

Для наибольшей эффективности применения рассмотренных химических реагентов широко применяются различные добавочные вещества: катализаторы, наполнители, стабилизаторы и др. Чаще всего в этой роли выступает бентонитовая глина, алюмохлориды, серная кислота, и др.

Эмульсии – это термодинамически неустойчивые дисперсные системы, которые образуются слаборастворимыми или взаимонерастворимыми друг в друге жидкостями. Эмульсии имеют высокую вязкость и представляют собой структурированные, неньютоновские системы, т.е. их эффективная вязкость зависит от скорости или напряжения сдвига. При применении эмульсий, в отличие от гелеобразующих и осадкообразующих составов, проницаемость коллекторов ограничивается на некоторое время.

Помимо закачки водоизолирующих масс, возможно регулирование обводненности продукции путем регулирования режима эксплуатации скважин.

1.3.2 Снижение обводненности продукции путем регулирования режима работы

Скважины, как правило, эксплуатируются в трех режимах:

- динамическом;
- стационарном;
- периодическом.

Динамический режим работы скважины контролируется законами регулирования. При этом параметры эксплуатации меняются во времени: ступенчато или импульсами, по прямой или кривой зависимости производительности насоса. Стационарный режим характеризуется использованием насоса с постоянной производительностью и установившимися отборами. При периодическом режиме насос проходит

стадии отключенного и включенного состояния в течение некоторого промежутка времени.

Эксплуатация скважин при каждом режиме имеет свои сильные и слабые стороны, свою специфику и условия применимости. Так как при установившихся отборах не происходит изменения режима работы, то происходит наименьший износ оборудования как подземного, так и наземного. Отсутствует необходимость в сложных системах управления.

Среди недостатков можно выделить ограничения по условиям эксплуатации режима – он возможен только в скважинах, где максимально связаны параметры глубинно-насосного оборудования и отбор пластового флюида. Кроме того, низкая нефтеотдача наблюдается при таком режиме в карбонатных (трещиновато-пористых) залежах [8].

Контроль за периодическим режимом осуществляется с помощью станций управления, снабженных специальными приборами-контроллерами. С помощью этих приборов происходит остановка и запуск ГНО через заданные в программе промежутки времени.

Периодическому режиму соответствует множество недостатков, которые официально закреплены в руководствах эксплуатации скважинных штанговых насосов [9] и отраслевых документах [10].

При периодическом режиме значительно сокращается межремонтный период скважин при эксплуатации установок погружных электроцентробежных насосов, уменьшается дебит скважины, растет обводненность. Кроме того, необходимы дополнительные затраты на оборудование (реле времени, маслозаполняемая грундбукса). Регулирование процесса эксплуатации становится более сложным ввиду необходимости контроля многих параметров. В зимнее время года при отключенном ГНО возможно промерзание технологического оборудования.

Основным нежелательным эффектом при периодическом режиме эксплуатации является рост обводненности скважинной продукции и снижение добычи.

Рост обводненности связан с увеличением фазовой проницаемости породы при отключенном ГНО (простое скважины). Капиллярное удержание внедрившейся в нефтенасыщенные слои воды, если в этом слое водонасыщенность не превышает величину водонасыщенности связанной воды, не позволяет в последующем после пуска скважины полностью вытеснить воду.

Содержание воды в добываемой нефти при разработке карбонатных коллекторов, в свою очередь, при периодическом режиме ниже, чем при стационарном [8].

Наиболее дорогостоящий и технически оснащенный режим эксплуатации – динамический или нестационарный. При таком режиме в процессах задействуются станции управления с частотно-регулируемым приводами, телеметрические системы, контроллеры и т.д. С помощью этого оборудования возможно осуществление всех рассмотренных режимов работы при чем смена параметров насоса происходит плавным образом, что снижает риск перегрузов.

При нестационарном режиме эксплуатации возможно автоматизированное управление параметрами насоса с целью установления и поддержания на заданном уровне дебита пластового флюида. Управление осуществляется с помощью регулятора алгоритмов адаптивного (синтезированного) управления, к примеру, используются пропорционально-интегрально-дифференцирующие (ПИД) регуляторы давления на приеме насоса.

При динамическом режиме эксплуатации возможно задание гидродинамического воздействия на пласт, которое способствует снижению содержания воды в продукции. Благодаря гидродинамическому воздействию

возникают градиенты давления, по которым возможно исследование характеристик пласта. Стоит отметить, что среди достоинств динамического режима работы скважин не происходит закрытия фильтрационных каналов коллоидными частицами или продуктами окисления фильтрующегося флюида [11].

1.3.3 Снижение обводненности скважинной продукции в процессе подготовки нефти

В процессе подготовки нефти добываемая продукция подвергается обезвоживанию и обессоливанию. Процесс обезвоживания считается способом снижения обводненности уже добытой продукции, тогда как рассматриваемые выше методы направлены на непосредственную добычу продукции с меньшей обводненностью.

В процессе добычи и транспортировки продукции скважин во время перекачивания насосами, при движении через различные штуцеры, повороты и сужения трубопровода образуются водонефтяные эмульсии. Высокая обводненность продукции приводит к образованию эмульсий высокой стойкости.

На поверхности добываемый флюид подвергается процессам отделения воды от нефти, а отделенная вода проходит стадии подготовки для утилизации в соответствии с требованиями или для нагнетания в пласт (рисунок 1.10). При подготовке нефть обезвоживается, а количество воды в ней доводится до 0,5—1,0% в зависимости от требований потребителей.

Если сепарированная вода используется для нагнетания в пласт, ее обрабатывают химическими реагентами, называемыми присадками. Их роль играют: биоциды, сорбенты кислорода, деэмульгаторы. Дополнительно вода обрабатывается ингибиторами коррозии и солеотложений для защиты технологического оборудования от коррозионных процессов. Если оценивать экономические затраты на процесс подготовки и дальнейшей утилизации

воды, то 20% затрат составят химические реагенты, 80% – наземное оборудование.

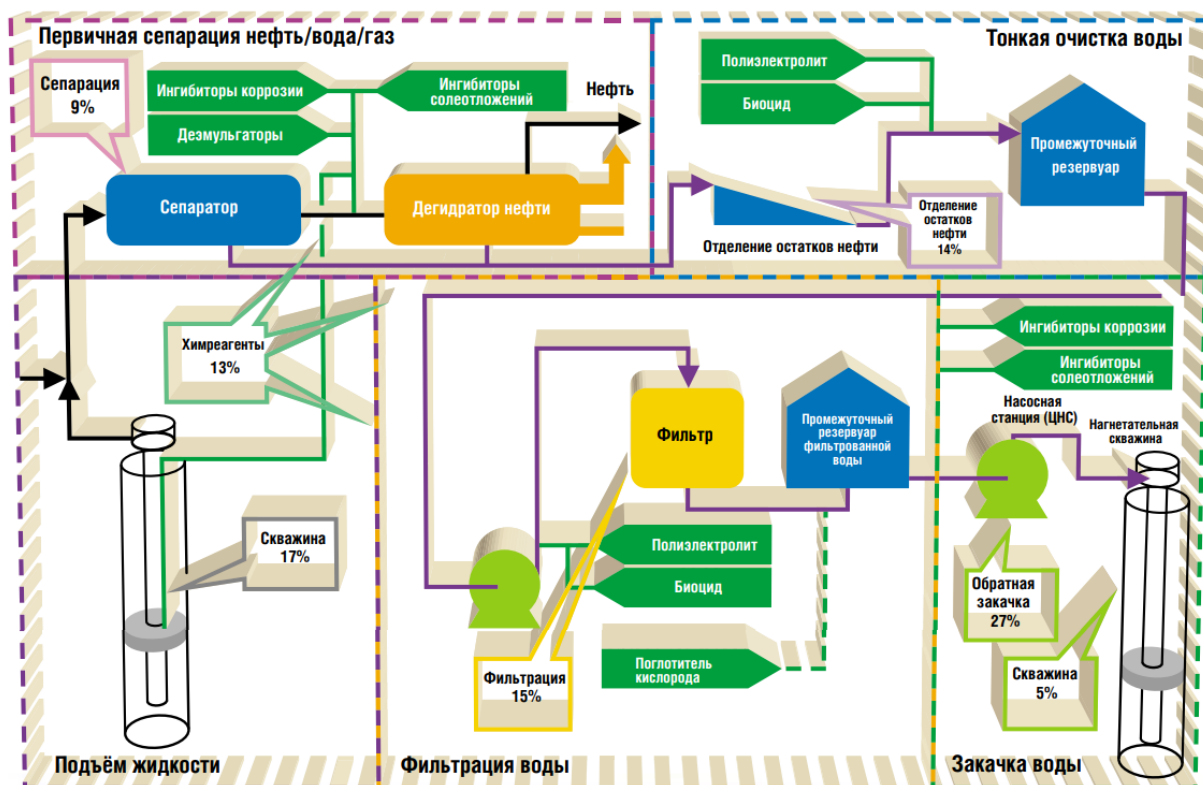


Рисунок 1.10 – Схема подготовки воды и эксплуатационные затраты на каждом этапе [1]

Большой перспективностью обладают системы внутрискважинной сепарации добываемой продукции, которая позволяет снизить затраты на подъем обводненной продукции. Кроме того, перспективными направлениями являются добыча воды и нефти раздельным способом или подача присадок (ингибиторов, дезэмульгаторов) в подземную часть оборудования. При таких методах уменьшаются затраты на их сепарацию на поверхности и увеличивается эффективность подготовки воды.

Совершенствуя системы подготовки нефти и воды можно значительно повысить эффективность и снизить стоимость технологии отделения воды (рисунок 1.11). К примеру, компания Фрамо Инжиниринг разработала и внедрила системы с использованием центробежных сепараторов и насосов, способных перекачивать многофазную жидкость. Это позволило значительно

снизить эксплуатационные затраты ввиду уменьшения количества задействованного в схеме оборудования и снижения объемов присадок [1].

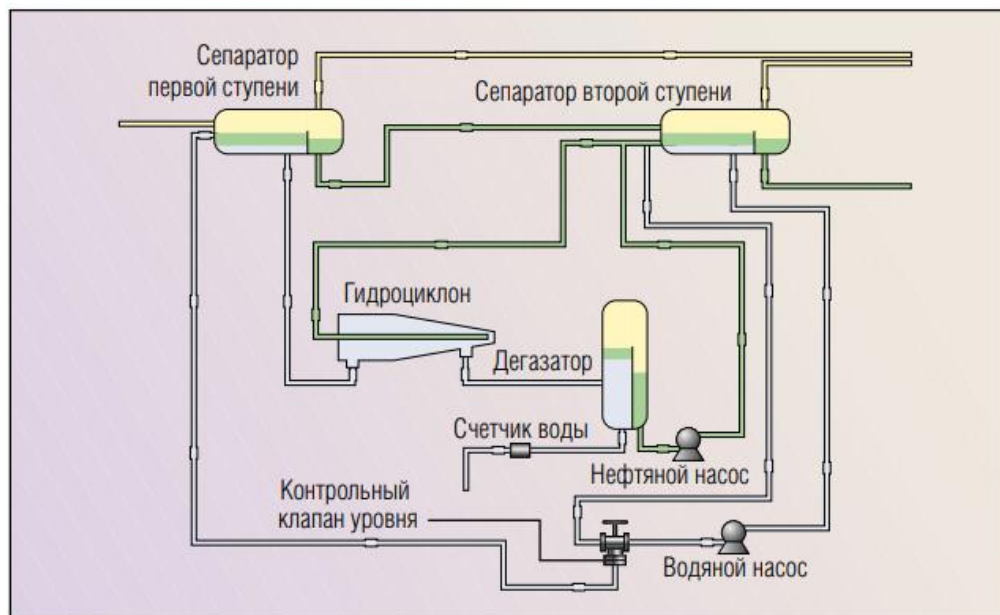


Рисунок 1.11 – Наземные системы тонкой очистки

1.4 Скважинная диагностика водопритоков

В процессах подготовки нефти, сепарации и утилизации воды участвует множество специализированных служб с узконаправленным направлением деятельности.

Каждая служба вносит свой вклад в общие процесс. На этапе сбора данных и диагностики анализируют показания внутрискважинных датчиков. Осуществляется контроль за составом добываемой нефти и содержанием воды, а также анализируется профиль протока. Кроме того, осуществляется контроль за составом воды с целью идентификации водопритоков. Определяется структура потока добываемых жидкостей с помощью гидродинамического моделирования. Применяются технологии добычи при высокой обводненности продукции, например, технологии ограничения водопритоков, внутрискважинная сепарация, обратная закачка воды, наземная сепарация нефти и воды.

Решением проблем по ограничению водопритоков является их своевременная диагностика, которая помогает определить специфику

возникшей проблемы и, опираясь на эти данные, уже в дальнейшем подобрать наилучшее решение этой проблемы.

В скважинной диагностике выделяют три основных направления:

- выбор скважин-кандидатов, продукция которых нуждается в мероприятиях по снижению водопритока;
- определение причины избыточных водопритоков и пути ее устранения;
- определение профиля притока воды в скважину для выбора технологии борьбы с водопритоками [12].

Для диагностирования проблем обводнения достоверные данные по истории добыче содержат достаточно полезной информации. Существует несколько способов по определению причин и источников обводнения, которые используют информацию изменения ВНФ, динамики добычи и данные каротажа.

Скважинная диагностика водопритоков включает изучение:

- графика ВНФ от накопленной добычи (рисунок 1.12);
- графика истории добычи (рисунок 1.13);
- кривых падения дебита (рисунок 1.14);
- график развития обводненности.

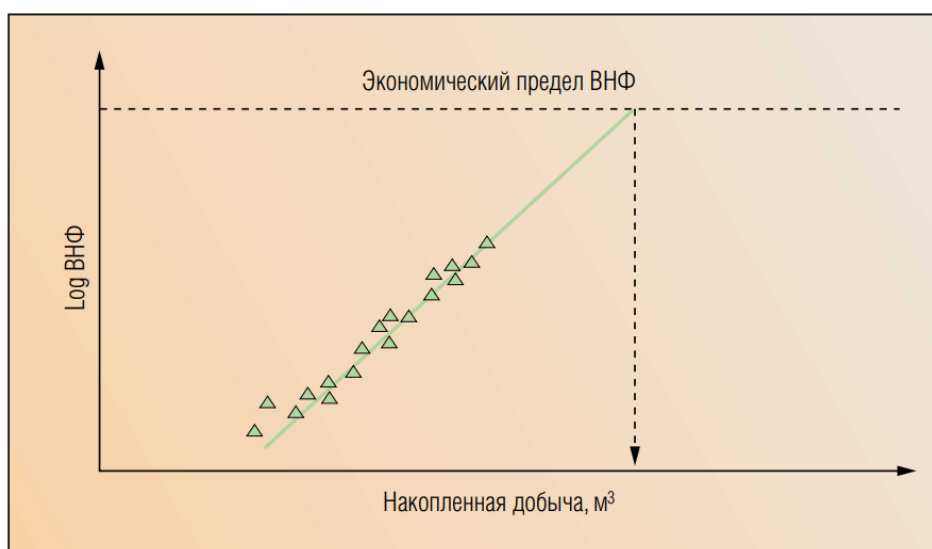


Рисунок 1.12 – График зависимости водонефтяного фактора от накопленной добычи

На рисунке показано как увеличивается водонефтяной фактор по мере увеличения накопленной добычи. Линия экономического предела обозначает предельное значение водонефтяного фактора, то есть наибольшее значение отношения добычи воды к добыче нефти, при котором добыча обводненной продукции еще экономически обоснована, при пересечении графика и его устремлении вверх, затраченные на подъем обводненной нефти ресурсы не оправдывают цели.

Вода, поднятая на поверхность вместе с нефтью, считается «хорошей», если фактическая накопленная добыча соответствует проектным значениям в то время как водонефтяной фактор стремится к предельному значению. «Хорошая» вода – это вода, поступающая в скважину в объеме меньшем предельного, соответствующего критическому водонефтяному фактору (ВНФ), который диктуется экономикой [12].

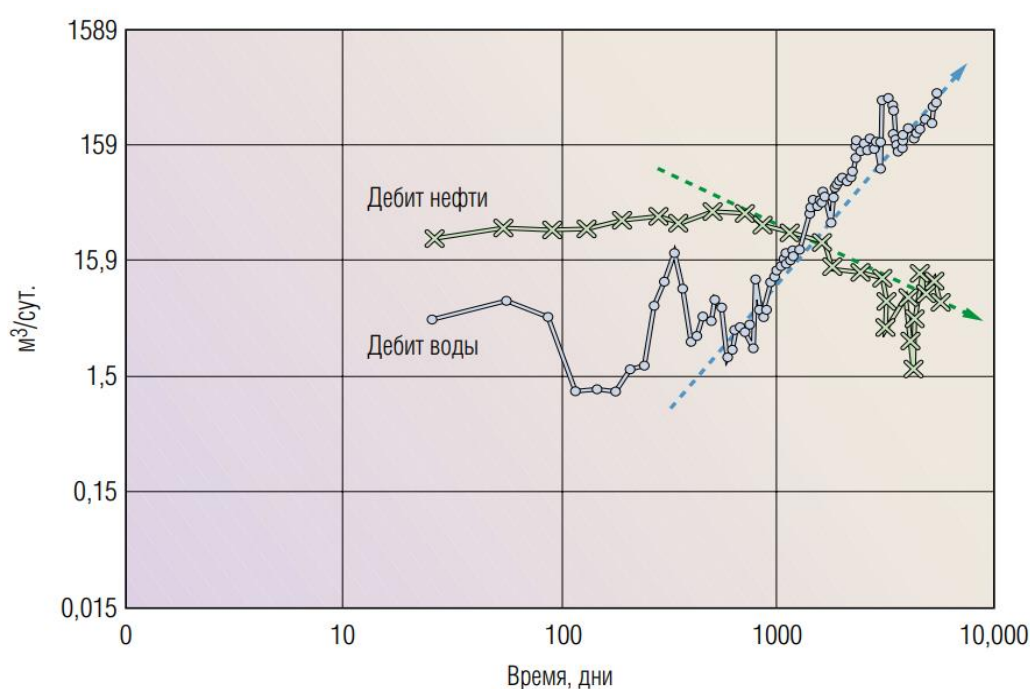


Рисунок 1.13 – График истории добычи по скважине

Причины обводнения можно идентифицировать на основе данных истории добычи. Изменение темпов добычи нефти и воды (изменение угла наклона графиков) в данном случае свидетельствует о необходимости внедрения технологий борьбы с водопритоками.

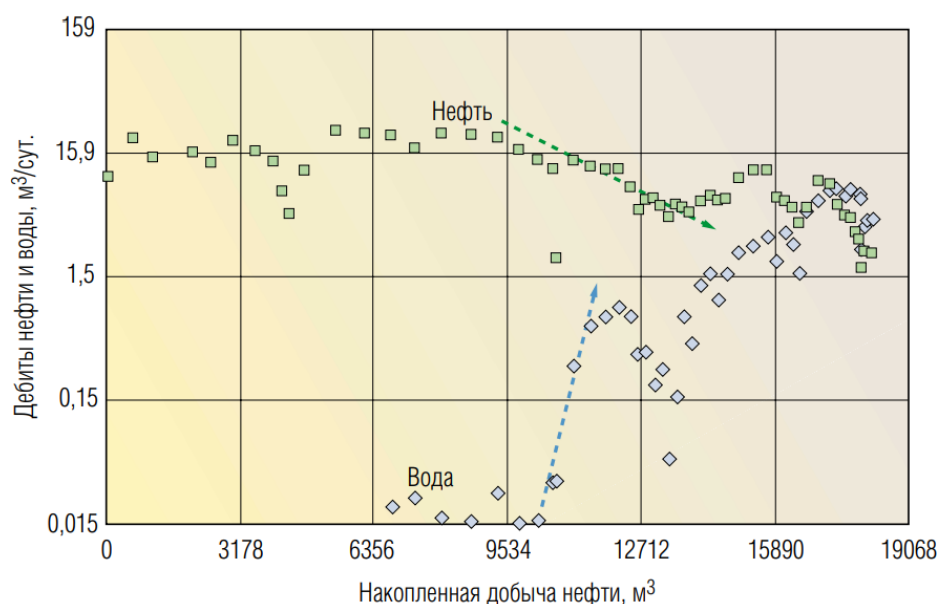


Рисунок 1.14 – Кривая падения дебита

Любое изменение угла наклона кривой падения дебита свидетельствует о поступлении в скважину избыточной воды или возникновении другого осложнения, требующего дополнительной диагностики.

1.5 Исследование обводненности на устье скважины

Исследование обводненности проводят путем кратковременных остановок скважин и замера содержания воды в продукции скважины и ее дебита. Оценка обводненности продукции скважины, зачастую, проводится с помощью метода отбора устьевых проб, а объемы добычи флюида – с помощью автоматических замерных групповых установок.

В работе [13] рассмотрен метод исследования скважины на установившемся (стационарном) режиме. Продолжительность исследования составляет 1 час, на протяжении которого с промежутком в 7-9 минут производится отбор устьевых проб и фиксируется содержание водной фазы в продукции. Далее осуществляется остановка работы скважины на промежуток 1-24 часа и по окончании, она снова запускалась в работу.

Аналогично началу исследования производился отбор устьевых проб с идентификацией обводненности продукции. На основании данных замеров, согласно [13] строится зависимость содержания воды в продукции от времени (рисунок 1.15).

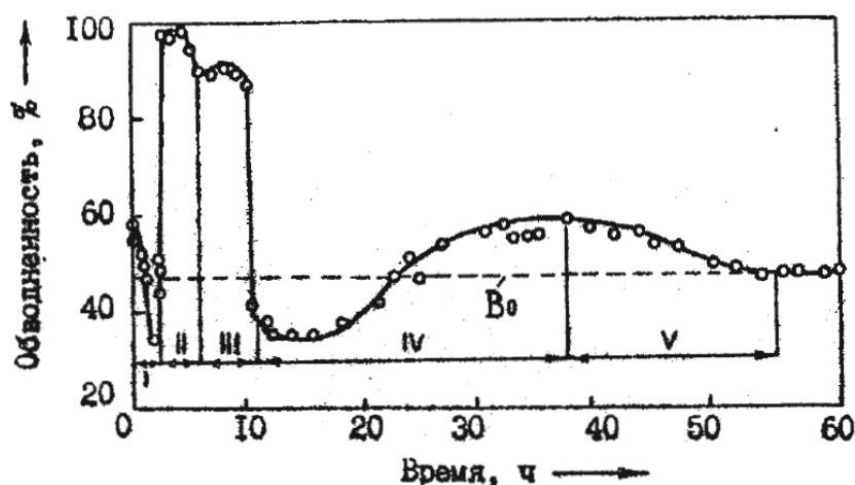


Рисунок 1.15 – Динамика содержания воды в продукции скважины после пуска в эксплуатацию [13]

График представляет собой нелинейную зависимость с отсутствием постоянной тенденции к росту или спаду (волнообразный график). Такой график характерен для следующих процессов. Остановка скважины приводит к действию гравитационных сил в затрубном пространстве колонны НКТ. Под действием сил происходит разделение нефтяной и водной фазы. При этом нефтяная часть, которая в процессе работы скважины была в пространстве эксплуатационной колонны ниже приема насоса перемещается в затрубное пространство, следовательно, статический уровень жидкости в скважине увеличивается.

Происходит образование поверхности водонефтяного раздела на приеме насоса в затрубе в ходе продолжительной работы скважины. При высокой обводненности водораздел поднимается выше приема насоса, а при небольшой обводненности – ниже [13].

1.6 Каротажные диаграммы профиля притока

В настоящее время диаграммы профиля притока, получаемые с использованием специальных приборов, позволяют локализовать места поступления воды в ствол скважины. Данные с приборов позволяют определить приток и объемное содержание каждой из фаз в наклонной, вертикальной и горизонтальной скважинах. Для улучшения качества

диагностики применяют различные оптические и электрические датчики, в возможности которых входит локальный отбор проб и измерение относительных скоростей фаз. Также могут использоваться ультразвуковые сканеры для оценки качества цементного камня и наличия заколонных перетоков. Данные с ультразвуковых сканеров представлены на рисунке 1.16.

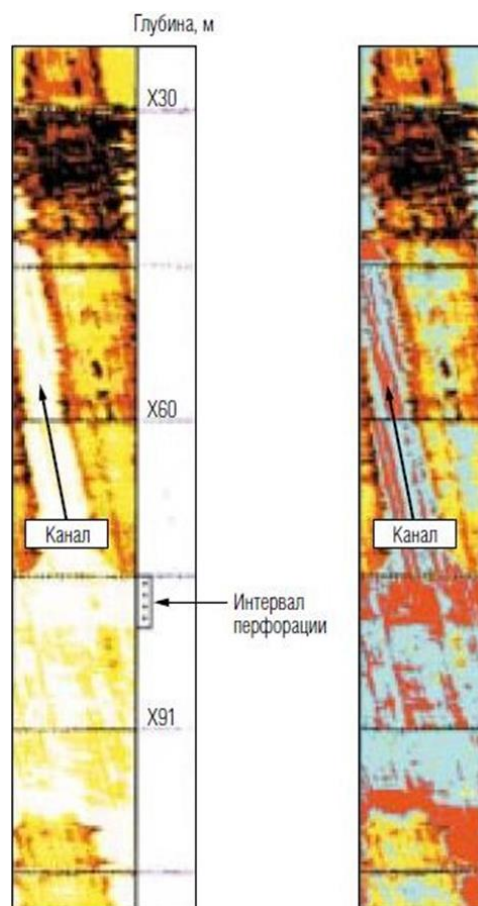


Рисунок 1.16 – Результат исследования ультразвуковым сканером при наличии проводящего канала в заколонном пространстве [1]

На первой дорожке изображены показания ультразвукового сканера по амплитуде (первая дорожка), на второй по времени. Показания сканера подтверждают, что прямо над интервалом перфорации присутствует проводящий канал в заколонном пространстве. Если провести комплексную интерпретацию данных, то можно установить источник избыточного обводнения и место поступления воды.

2 АНАЛИЗ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

Разработка большинства крупных месторождений нефти Республики Татарстан приурочена к поздней стадии, для которой характерно высокое содержание воды в добываемой продукции.

Среди наиболее популярных методов повышения нефтеотдачи и интенсификации разработки месторождений региона можно выделить химические методы воздействия. Их сущность заключается в ограничении путей движения воды путем закачки в продуктивные слои химических реагентов, изолирующих потоки. Реагентам свойственны черты дисперсных или связнодисперсных систем, образующихся прямо в обрабатываемых горизонтах, преимущественно посредством единоразовой закачки объема реагирующей смеси.

При дозированной подаче химических реагентов с целью образования непроницаемого экрана с заданными свойствами в определённом участке существует высокий риск недостижения цели на этапе промысловых испытаний. Ограничение эффективности применения реагентов связана, в первую очередь, с неоднородностью коллектора по проницаемости, особенностями залегания пластов и непостоянной во времени минерализацией пластовых вод.

2.1 Технология ограничения водопритокров с помощью модифицированного силикат-гелевого состава

Широкое распространение получили растворы на основе силиката натрия, образующие в пласте гелевые отложения и используемые с целью ограничения водопритокров. Среди отрицательных сторон таких составов можно выделить нестабильность образованного геля в пластовых условиях, то есть возможность его разрушения при условии, что источник избыточных водопритокров не будет устранен и будет воздействовать в течение некоторого

времени на гель. Контактируя с водой силикат натрия образует кремнекислый натрий, который имеет способность растворяться в воде.

На предприятиях компании ПАО «Татнефть» значительное распространение получила технология выравнивания профиля приемистости с закачкой улучшенного силикат-гелевого состава (МСГС). Среди работ, описывающих эффективность применения тех или иных методов выделяется исследование [14], в котором разработан уникальный улучшенный состав геля на основе силиката натрия. В состав был включен реагент-наполнитель, который значительно повысил структурно-механические свойства состава и, следовательно, привел к росту эффективности проведения мероприятия по ВПП.

Среди преимуществ нового состава МСГС можно выделить:

- более высокая по сравнению с исходной вязкость реагента (повышение составило 5 мПа* с);
- высокая подвижность в пористых средах;
- прочность, достаточная не только для образования непроницаемого экрана, но и способствующая удержанию структуры геля после образования;
- при отсутствии необходимости гелевую композицию можно разрушить и вымыть из зоны закачки;
- экологичность: силикат натрия не обладает токсическим действием на породу и его можно вымыть из породы;
- простота в использовании и надежность при небольших границах неприменимости;
- низкая экономические затраты и доступность реагента.

Представленная в работе [14] композиция показала высокую эффективность при водоизоляционных работах на месторождениях ПАО «Татнефть». Применимость технологии не ограничивается ограничением подошвенных вод: она также включает изоляцию контурных вод различной

минерализации, ограничение перетоков в заколонном пространстве и выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин.

Модифицированный силикат-гелевый состав готовится по технологии, утвержденной внутренней документацией компании, и частями закачивается в пласт при чередовании МСГС и гелеобразователя. В качестве МСГС используется древесная мука в смеси с водным раствором силиката натрия, в качестве гелеобразователя применяется водный раствор соляной кислоты. Нормативный объем закачки реагента – 70 м³, в том числе 12 м³ силиката натрия (16.8 тонн)

На 2017 год технология охватила 104 добывающие скважины на предприятии «Джалильнефть», успешность которых составила более 90%, и 46 скважин предприятия «Лениногорскнефть», где успешность применения технологии составила 89%. При этом около трети задействованных скважин были приурочены к водонефтяным зонам.

Средний дебит по всем обработанным скважинам предприятия «Джалильнефть» увеличился на 2.6 т, содержание воды в добываемой продукции снизилось в среднем с 97,5 % до 79,5 %. Технологический эффект от применения МСГС за все время составил 68.5 тыс. тонн или 0.7 тыс. т на одну скважино-операцию. Отборы попутной воды упали приблизительно в 6 раз.

На предприятии «Лениногорскнефть» среднесуточная добыча увеличилась в 3 раза (в среднем с 0.7 до 2.3 т/сут). Технологический эффект от мероприятия составил 17.4 тыс. тонн нефти или 0.4 тыс. тонн на одну скважино-операцию. Применение МСГС позволило снизить обводненность продукции на месторождениях «Лениногорскнефть» в среднем с 97,5 до 73,8 %. Отбор добываемой попутной воды снизится в 7.5 раз.

Следствием применения водоизолирующего состава стал суммарный дополнительный объем добычи нефти, равный 86 тыс. тонн нефти.

Результаты применения технологии МСГС на предприятиях компании ПАО «Татнефть» приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты проведения работ по ограничению водопритокков с помощью МСГС

Показатели	НГДУ	
	Джалильнефть	Лениногорскнефть
Количество обработанных введенных в эксплуатацию скважин/ в т.ч. эффективных	104/94	46/41
Успешность работ, %	90	89
Дополнительная добыча нефти, т	68487	17350
Дополнительная добыча нефти на одну успешную скважинно-операцию, т	729	423
Кратность увеличения дебита нефти	3,0	3,3
Кратность снижения отбора воды при добыче 1т нефти	5,8	7,6
Суммарная дополнительная добыча нефти/ дополнительная добыча нефти на 1 успешную скважинно-операцию, т	85837/636	

На рисунках 2.1 и 2.2 представлены показатели работы одной из скважин Залежи 1 предприятия «Лениногорскнефть».

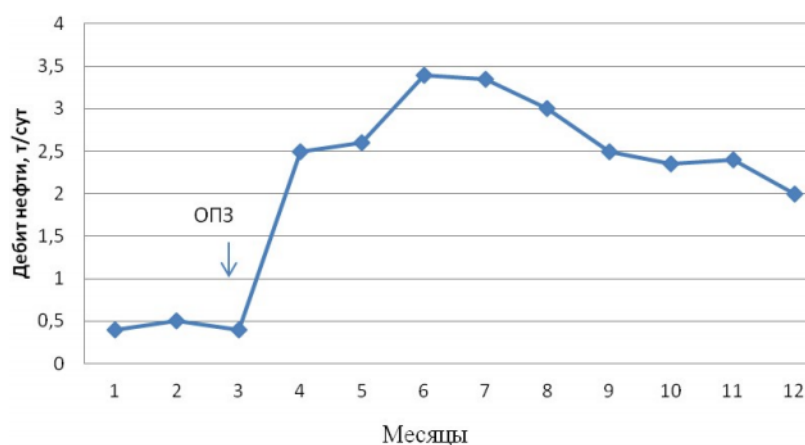


Рисунок 2.1 – График изменения дебита скважины №17575 до и после закачки МСГС (ОПЗ – обработка призабойной зоны)

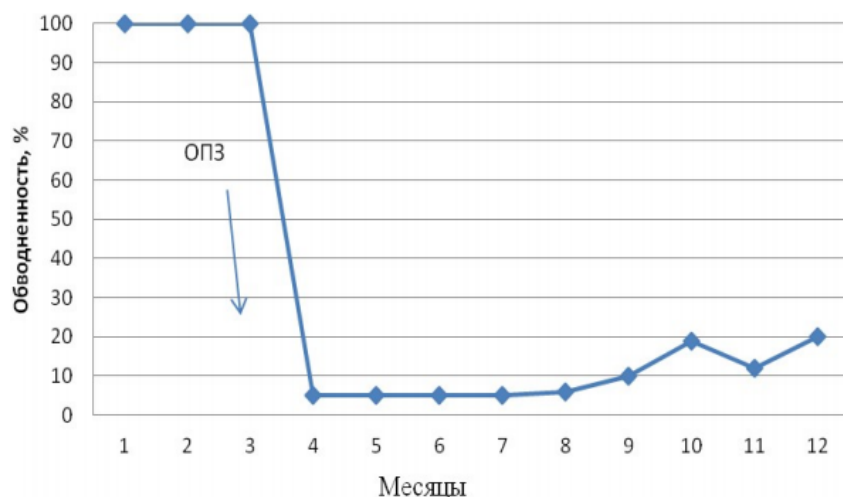


Рисунок 2.2 – Динамика изменения обводненности скважины №17575 до и после закачки МСГС

Как видно, применение рассматриваемой в работе [14] технологии ограничения водопритоков позволяет достичь высоких показателей эффективности в условиях бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения. Технологического эффекта для данных предприятий наблюдается в течение 6-63 месяцев [14].

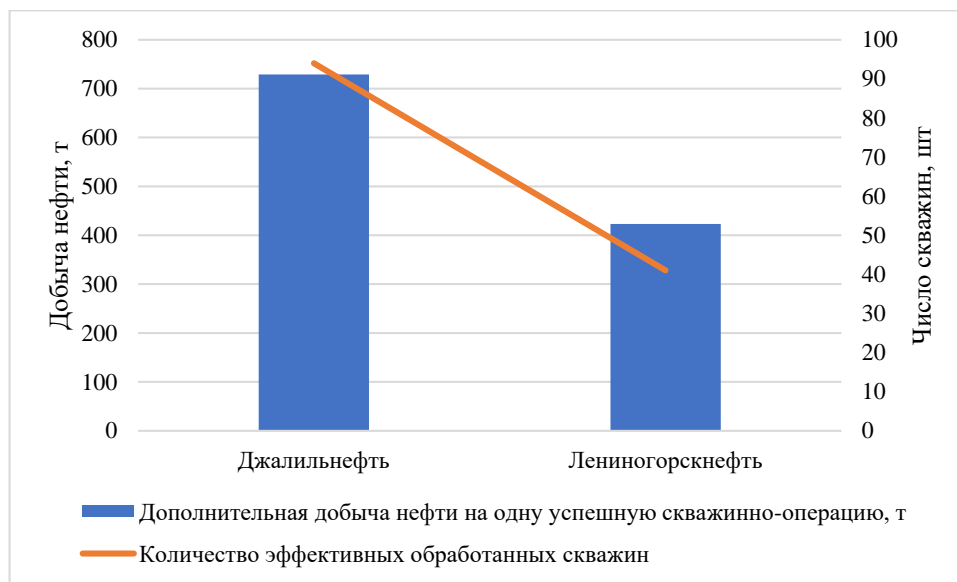


Рисунок 2.3 – Сравнение эффективности применения пакеров на НГДУ компании ПАО «Татнефть»

Можно заметить, что соотношение числа скважин, на которых наблюдалось успешное применение пакера, и дополнительной добычи на одну

скважино-операцию у предприятия «Лениногорскнефть» говорит о большей, по сравнению с «Джалильнефть» эффективности.

На основании рассмотренных результатов исследований можно сказать, что технология закачки МСГС дает высокие показатели в условиях терригенного коллектора девона. Кроме того, можно отметить высокую экологичность состава.

Композиции на основе силиката натрия обладают такими свойствами как стабильность, инертность и совместимость с микрофауной почв. Одним из недостатков является отличие кислотности pH раствора, по сравнению с кислотностью грунтовых и почвенных вод. Нарушение pH вод может привести к дисбалансу в почвах. Другим недостатком является возможность образования побочных продуктов реакции, к примеру, хлорида натрия, который способен «засолить» грунт.

2.2 Технология ограничения водопритоков с помощью нефтеводонабухающих пакеров

Цементирование скважин проводят для:

- фиксации каналов притока нефти или закачки жидкости;
- разделения продуктивных пластов и их изоляции от водосодержащих пластов;
- крепления скважины на участках с наиболее неустойчивыми породами;
- разобщения интервалов, требующих закачки различной по свойствам промывочной жидкости;
- изоляции гидрофильных участков жидкости и меси возможных перетоков вод по стволу;
- обеспечение надежной базы, на которой будет производиться крепление устьевого оборудования.

Цементирование скважины должно придавать высокую прочность и герметичность конструкции скважины, обладать высокими адгезионными

свойствами с целью более плотного сцепления с поверхностью обсадной трубы и сквадиной.

Экономический ущерб от перетоков в межколонном пространстве составляет $\approx 16\%$ (по ООО «Шешмаойл»), поэтому в компании большое внимание уделяется качеству цементированию скважины [15].

В работе [15] с целью ограничения избыточных водопритокров используются пакеры с эластомером на основе нефтеводонабухающей крошки. Результаты различных исследований говорят о влиянии на эффективность эластомера различных факторов, включающих его состав, состав пластовых вод, технические и термические условия.

Наибольшее распространение в последние дни получили эластомеры производства компании «ТАМ», а также пакеры компании «Кварт» (г. Казань) [16]. Ограничения в применении данных пакеров, по большей части, связаны с экономическим аспектом, так как во многих случаях стоимость пакера не оправдывает себя.

Управляющей компанией «Шешмаойл» была предложена конструкция водонефтенабухающего пакера с эластомером из резиновой крошки, объем которого увеличивается при контакте с водой или нефтью. Для оценки эффективности пакера были созданы лабораторные установки, на которых производится фиксация степени разбухания эластомера с течением времени при различных давлениях и при контакте с водой различной минерализации и нефти с вариациями плотности от легкой до тяжелой, а также при контакте смеси нефти и воды при различной обводненности продукции.

В конструкцию пакера входит созданная горячим прессованием резиновой крошки манжета. Манжеты и пакер «Шешма-ВНН» изготавливаются компанией ООО «Механика-Сервис».

Исследования проводились в минерализованной пластовой и пресной воде. Масса набухающего пакера измерялась периодически в течение месяца.

Результаты показали увеличение объема эластомера на 40 % в пластовой воде и на 65 % – в дистиллированной (рисунки 2.4 и 2.5).

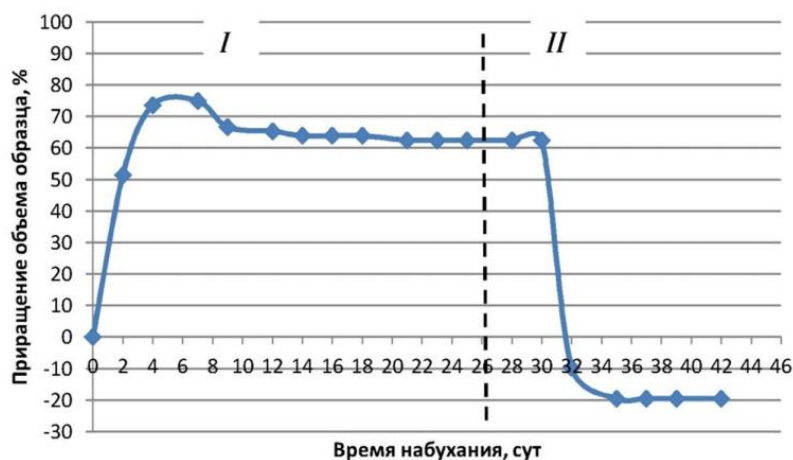


Рисунок 2.4 – Изменение объема эластомера в пресной воде: I – образцы находятся в воде; II – образцы извлечены из воды

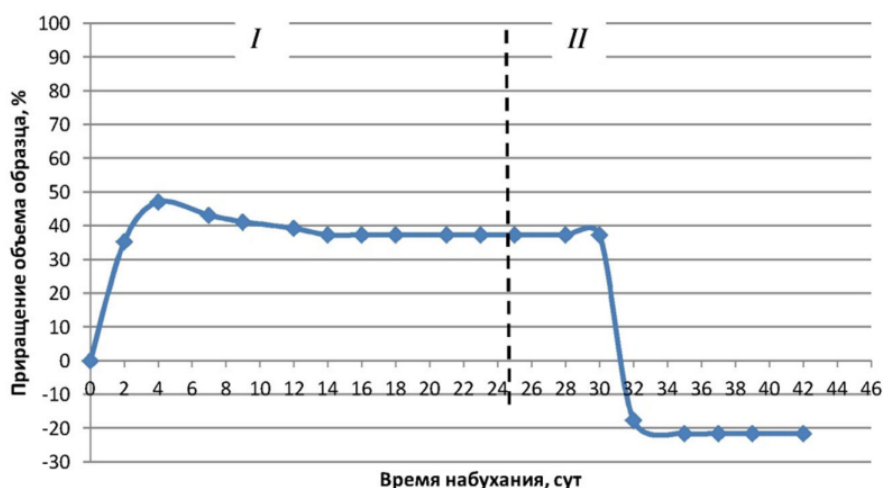


Рисунок 2.5 – Изменение объема эластомера в пластовой воде: I – образцы находятся в воде; II – образцы извлечены из воды

При бурении и освоении скважины возможно попадание технологических жидкостей в область эластомера (например, бурового раствора). Ввиду этого в работе [15] были проведены дополнительные исследования по изменению объема образца при контакте с буровым раствором и при различных комбинациях контактирующих жидкостей. Исследования на данном этапе проводились с целью предупреждения:

- снижения проницаемости и роста давления нагнетания при цементировании скважины;
- уменьшения толщины цементного кольца в месте установки пакера [15].

Анализ динамики изменения объема образца при контакте с различными типами жидкости приведен на рисунке 2.6.

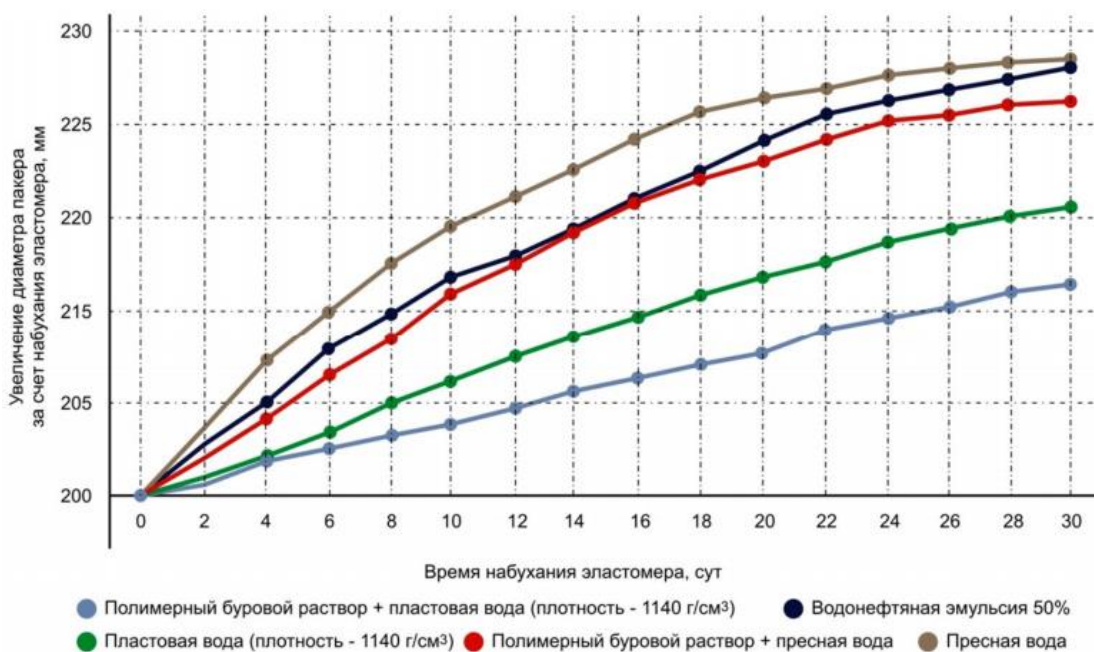


Рисунок 2.6 – Изменение диаметра пакера за счет увеличения объема эластомера при контакте с различными типами жидкости

На основании результатов исследования, проведенного в работе [15] можно отметить, что увеличение диаметра пакера «Шешма-ВНН» при контакте эластомера с жидкостью происходит равномерно в течение всего времени исследования, почти по линейной зависимости.

На рисунке 2.7 представлен процесс набухания эластомера в скважине при контакте с водой.

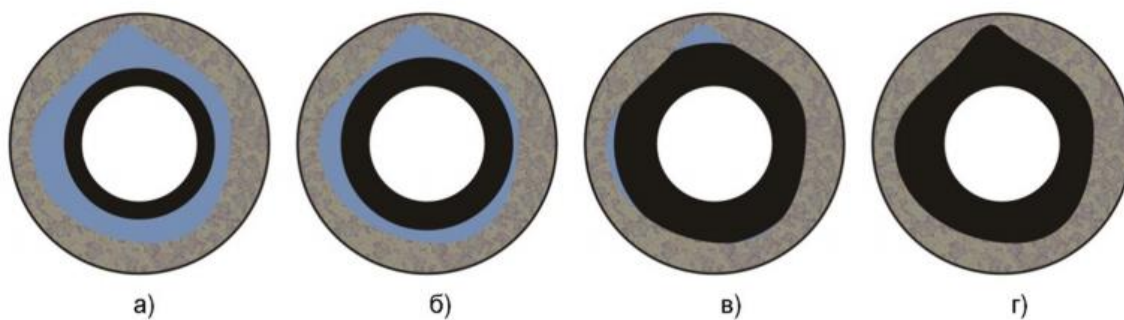


Рисунок 2.7 – Увеличение эластомера в скважине: а) приток жидкости; б) 10 суток; в) 20 суток; г) 30 суток [15]

Заключительным этапом исследования [15] стала промышленная эксплуатация пакеров с эластомерами из резиновой крошки.

Для промышленных испытаний в исследовании [15] была разработана технология крепления пакера в скважину для наибольшего эффекта от его применения.

Пакер «Шешма-ВНН» (рисунок 2.8) состоит из полого ствола 1, на котором закреплены с помощью крепежных деталей 2 и клея-герметика защитное и разделительное кольца 3 и 4, установлен центратор 5. Вплотную к кольцу разделительному 4 на полом стволе 1 установлены уплотнительные элементы (эластомеры) 6, затем кольцо-фиксатор 7. Между системой эластомеров 6 установлены кольца-фиксаторы 7 и закреплены кольца разделительные 4. Количество последовательно установленных уплотнительных элементов 6, колец-фиксаторов 7 и разделительных колец 4 определяется длиной пакера. Уплотнительные элементы 6 выполнены из разбухающего эластомера (в данном случае представленного резиновой крошкой). За крайним разделительным кольцом 8 установлен центратор 9 и защитное кольцо 10. В средней части набухающего пакера при длине пакера свыше 5 метров обычно устанавливается дополнительный центратор. В зависимости от особенностей скважины, уплотнительные элементы 6 могут быть выполнены из эластомера, увеличивающего объем при контакте с водой или нефтью, также возможна конструкция комбинированного эластомера, состоящим из двух частей, одна из которых выполнена из эластомера,

набухающего в воде, а другая – набухающего в нефти; границы участков при этом обозначены кольцом-фиксатором 7.

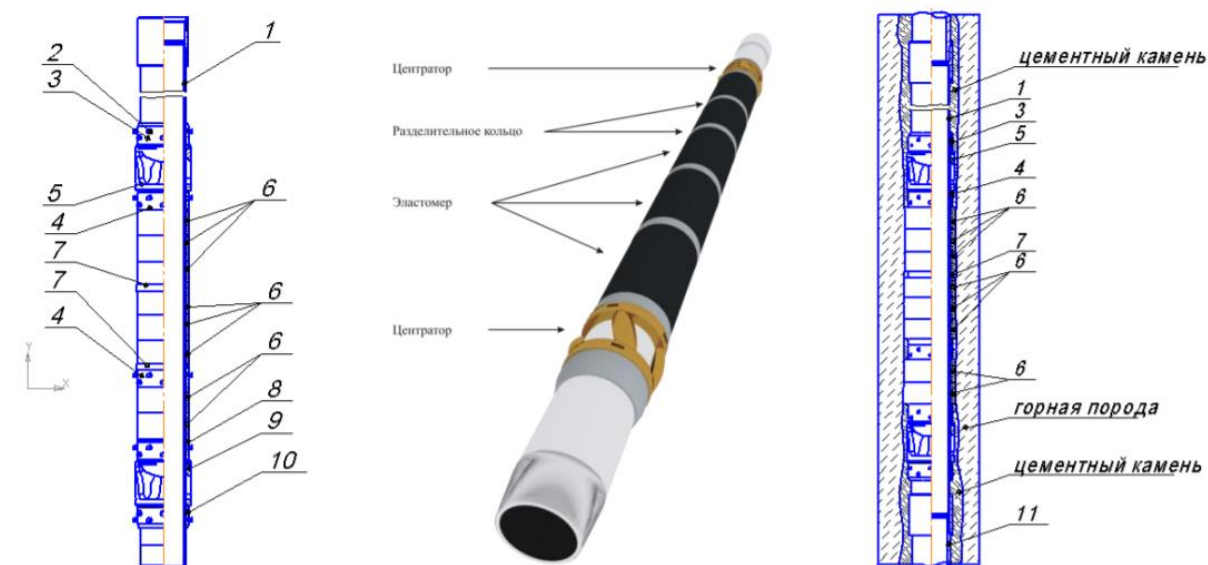


Рисунок 2.8 – Набухающий пакер: а) сборочный вид; б) вид аксонометрии; в) пакер в скважине [15]

Пакер 11 устанавливается на колонную обсадных труб (рисунок 2.7) на уровне открытого ствола скважины, чаще всего в зоне контакта водоносных и нефтенасыщенных горизонтов, для которых требуется осуществление взаимной изоляции. При разработке нефтенасыщенного пласта и, следовательно, работе скважины уплотнительные элементы (эластомеры) 6, при контакте с пластовой водой водоносного пласта, увеличиваются в объеме до тех пор, пока не перекроют пространство ствола, тем самым обеспечивая изоляцию пластов друг от друга и ограничивают перетоки вод к забою скважины и нефтенасыщенному пласту. Увеличение объема уплотнительных элементов происходит до тех пока происходит приток воды.

Можно видеть, что пакер обеспечивает эффективную изоляцию заколонного пространства и служит разобщению затрубного пространства на протяжении всего периода опробования и эксплуатации скважины. На сегодняшний день типология размеров пакера «Шешма-ВНН» включает диаметры совместимых эксплуатационных колонн диаметрами D 114, 146 и 168 мм. Рекомендуемое минимальное расстояние между разделяемыми

пластами > 1 м. Основные технические характеристики пакера представлены в таблице 2.2. По результатам бурения скважин в 2013 году, из 39 пробуренных скважин по результатам освоения в 11 скважинах были обнаружены межпластовые перетоки, соответственно процент брака составил 28,2 % от общего количества построенных скважин. Промышленное применение пакеров началось в 2014 году на всех скважинах компании ООО УК «Шешмаойл». Для создания равных условий в анализе принимало участие по 39 скважин, построенных до и после внедрения пакеров «Шешма-ВНН».

Исследования показали, что применимость пакеров на месторождениях ООО УК «Шешмаойл» не имела ограничений, а эффективность применения экономически и технологически обоснована и составила 100 %. Технические характеристики пакера приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Технические характеристики пакера «Шешма-ВНН»

Диаметр ствола скважины, мм	Диаметр трубы пакера, мм	Диаметр пакера, мм	Толщина эластомера, мм
144	114	133	9,5
156	114	145	15,5
216	146	200	27,0
216	168	200	16,0

Технологии ограничения водопритокков на скважинах, оборудованных пакерами «Шешма-ВНН», на стадии освоения после перфорации эксплуатационной колонны не проводились, в то время как без применения заколонных пакеров проводили ВОР в 2013 году на скважинах на стадии освоения:

- в ОАО «Шешмаойл» – на 6 скважинах,
- в ЗАО «Геотех» – на 5,
- в ЗАО «Геология» – на 3.

Информация о степени внедрения технологии [15] представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Реализация внедрения набухающих пакеров

№ п/п	Добывающая компания	Общее количество внедренных пакеров				
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего
1	АО «Геология»	15	11	2	–	28
2	АО «Шешмаойл»	15	37	19	12	83
3	АО «Геотех»	3	–	1	9	13
4	ООО «НК-Геология»	3	2	4	2	11
5	АО «Иделойл»	–	11	7	–	18
6	ЗАО «Охтин-ойл»	–	5	5	3	13
7	АО «Елабуга нефть»	–	–	2	–	2
8	АО «Кондурчанефть»	–	–	3	9	12
Итого:		36	66	43	35	180

Можно отметить, что в период исследования внедрено в общей мере 180 пакеров, разработанных «Шешма-ВНН». В таблице 2.4 приведен анализ эффективности применения водонабухающих пакеров на скважинах ООО УК «Шешмаойл», в среднем у всех добывающих компаний обводненность на скважинах меньше на 37,5 %, чем на скважинах без водонабухающих пакеров. Таблица 2.4 – Изменение обводненности продукции до и после применения пакеров «Шешма-ВНН»

№ п/п	Добывающая компания	Обводненность, %	
		Базовые скважины	С пакерами «Шешма-ВНН»
1	АО «Шешмаойл»	30	6
2	ООО «НК-Геология»	29	28
3	АО «Геотех»	27	2
4	АО «Геология»	60	18
5	АО «Иделойл»	15	5
Ср.знач.		32	12

Таким образом, внедрение водонабухающего пакера «Шешма-ВНН» на месторождениях республики Татарстан позволило обозначить главные преимущества данной технологии. Применение таких пакеров положительно сказывается на качестве крепления скважины, а также увеличивает период

добычи безводной продукции, не требующий проведения дополнительных мероприятий по изоляции водопритоков.

В целом, согласно результатам исследования обводненность скважин с набухающими пакерами (12 %) ниже, по сравнению с базовыми скважинами (32 %).

Таким образом, компанией ПАО «Татнефть» в данной главе наглядно доказана эффективность набухающих пакеров и можно отметить, что с помощью грамотного составления проекта эксплуатации скважин, можно снизить обводненность добываемой продукции.

2.2.1 Анализ эффективности применения нефтеводонабухающих пакеров

Нефтеводонабухающие пакеры проявили высокую эффективность в скважинах с горизонтальным окончанием (СГО). Такая скважина, с одной стороны, позволяет увеличить площадь вскрытия продуктивного пласта, а с другой стороны, имеет значительные потенциальные возможности обводнения продукции в процессе эксплуатации, особенно в карбонатных пластах [17]. Условно горизонтальный ствол (УГС) в процессе проводки пересекает на своем пути множество трещин и трещинных зон.

В компании ПАО «Татнефть», в среднем, обводнение СГО происходит в течение 3-5 лет и ведет к значительному снижению текущего дебита нефти СГО [18].

До настоящего времени отсутствовали эффективные точечные методы водоизоляции в СГО, позволяющие изолировать обводненный отрезок или отрезки условно-горизонтального ствола (УГС). С целью изоляции обводненных участков УГС СГО в последние годы в Республике Татарстан широко начали применяться нефтеводонабухающие пакеры.

С целью повышения эффективности процесса вытеснения нефти водой в карбонатных отложениях в работе [17] предлагается технология увеличения охвата пласта вытесняющим агентом за счет последовательной отработки

всего УГС, снижения обводненности продукции СГО и последовательного отсечения участков ствола СГО. Проведены исследования процесса вытеснения по данной технологии геолого-технологическим моделированием разработки (рисунок 2.9).

Нефтяная залежь разбуривается вертикальными скважинами (№№1,2,4,5) и СГО (№3Г) по треугольной сетке скважин с расстоянием 300×300 м. Для поддержания пластового давления на уровне начального бурится вертикальная нагнетательная скважина (№6н). УГС СГО №3Г проводится по середине залежи в 10 м от ВНК (рисунок 2.9). При этом на равных интервалах по УГС планируется размещение изолирующих элементов или пакеров.

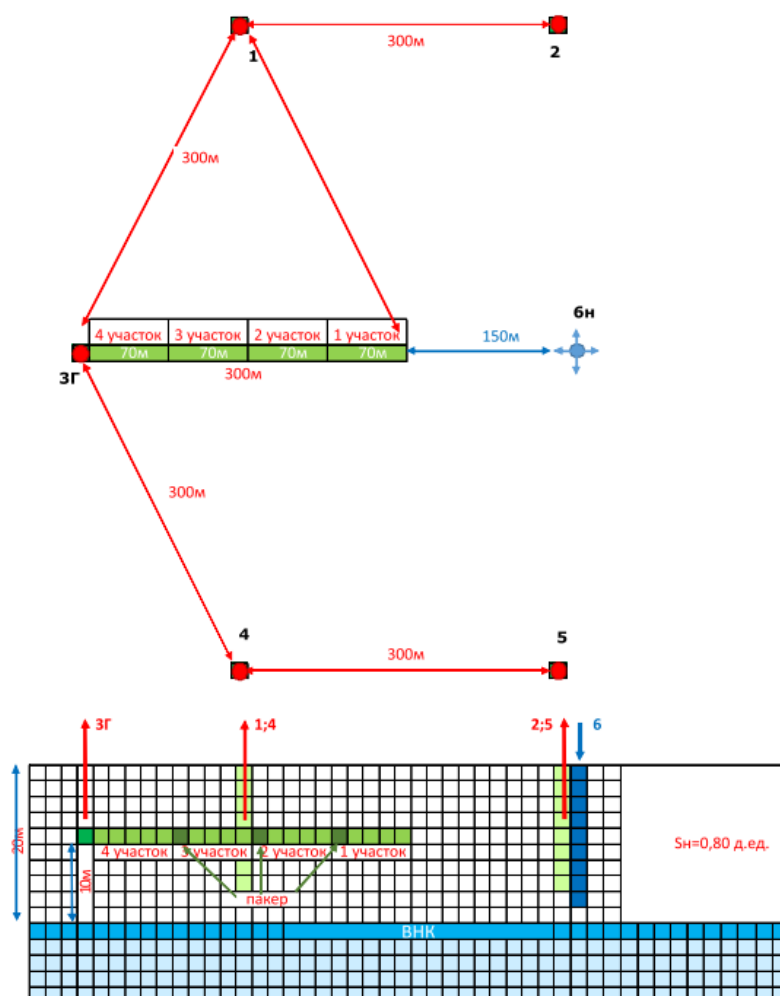


Рисунок 2.9 – Схема залежи нефти и расположение скважин в элементе [17]

В дальнейшем эффективность применения пакера будет оцениваться по дополнительной добыче нефти в целом по залежи, а также по добыче отдельно взятых скважин, в том числе и по СГО №3.

В геолого-технологической модели УГС СГО №3Г было разделено на 4 участка по пять расчетных ячеек в каждом. В процессе прогнозирования расчетных технологических показателей разработке залежи нефти обводненность продукции будет контролироваться по каждому участку УГС.

Рассмотрено четыре варианта прогнозных расчетов [17]:

- 1 вариант предусматривает разработку залежи нефти до достижения конечной обводненности продукции в целом по залежи, равной 98%;
- 2 вариант – закрытие перфорированного интервала (первого участка) УГС СГО в момент достижения обводненности продукции СГО №3Г 98%;
- 3 вариант – закрытие перфорированного интервала (второго участка) УГС СГО в момент достижения обводненности продукции СГО №3Г 98%;
- 4 вариант – закрытие перфорированного интервала (третьего участка) УГС СГО в момент достижения обводненности продукции СГО №3Г 98%.

По результатам расчетов первого варианта видно, что обводненность продукции УГС СГО №3Г первого участка достигает 98% в июне 2018 г., второго участка – в сентябре 2020 г. и третьего – в октябре 2025 г. (рисунок 2.10).

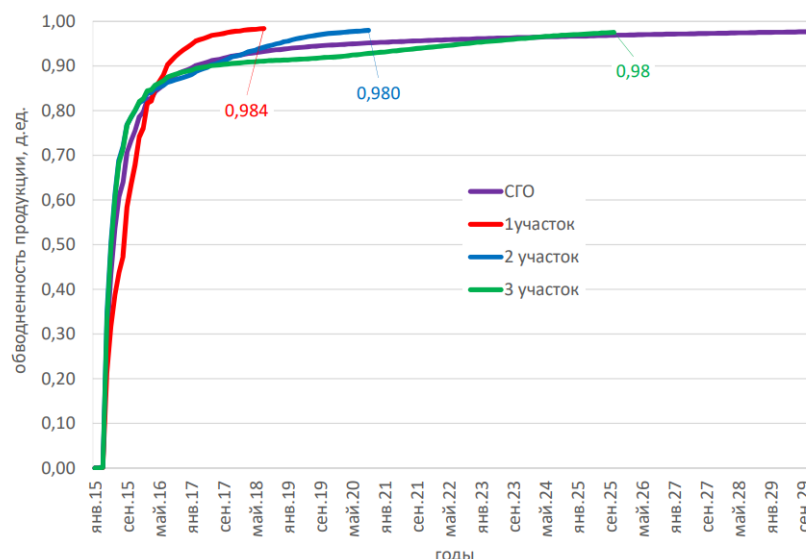


Рисунок 2.10 – График обводненности продукции СГО по участкам УГС

Из анализа результатов расчетов в целом по залежи можно заметить, что, отключая последовательно участки УГС по мере достижения их обводненности 98%, можно добиться как прироста накопленной добычи нефти, так и снижения накопленной добычи жидкости или обводненности. Так, например, закрытие 1 участка УГС СГО позволит увеличить добычу нефти на 7,5 тыс.т (1,5%) и снизить добычу жидкости на 784,2 тыс.т (-8,8%), 2 участка – на 11,0 тыс.т (2,3%) и на 1340,5 тыс.т (-15,1%), 3 участка – 12,1 тыс.т (2,5%) и на 1709,1 тыс.т (- 19,3%), соответственно.

Результаты прогнозных расчетов по четырем вариантам приведены на рисунке 2.11.

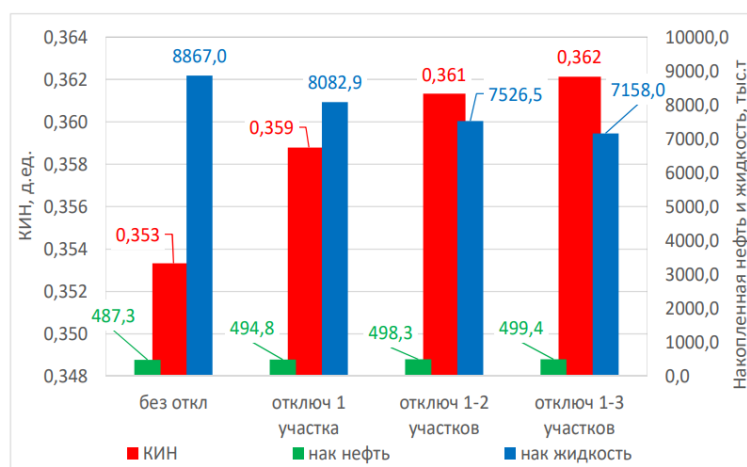


Рисунок 2.11 – Динамика накопленной добычи нефти, жидкости и КИН по вариантам с последовательным отключением участков УГС

На рисунке 2.12 представлены графики зависимости накопленной добычи нефти, жидкости и обводненности продукции в целом по залежи от количества работающих участков СГО.

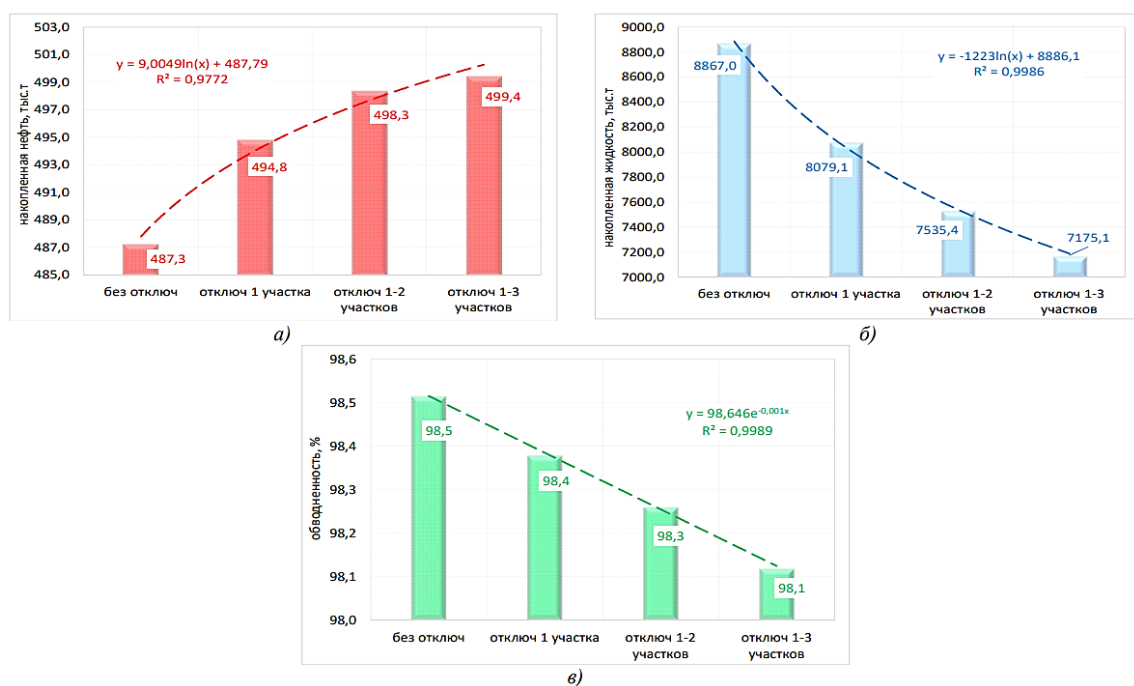


Рисунок 2.12 – Динамика накопленной добычи нефти (а), жидкости (б) и обводненности (в) от количества работающих участков УГС СГО №3

На рисунке 2.12 под буквой (а) видно, что с уменьшением работающих участков СГО (с каждым отключением одного из участков УГС СГО) происходит увеличение накопленной добычи нефти по логарифмической зависимости с достаточно высоким коэффициентом детерминации $R^2=0,9772$. Как было сказано выше, с каждым новым отключением одного из участков УГС СГО также происходит снижение накопленной добычи жидкости по логарифмической зависимости с высоким коэффициентом детерминации $R^2=0,9986$ (рисунок 2.12, б).

Из графика под буквой (в) можно заметить, что каждое отключение следующего участка УГС СГО приводит еще и к снижению обводненности в целом по залежи по линейной зависимости с высоким коэффициентом детерминации $R^2=0,9989$. Причем, если отключение 1 участка УГС СГО

приводит к снижению обводненности на 0,14%, то при отключении с трех участков (1÷3) снижение составит 0,4%.

На рисунке 2.13 представлены графики динамики относительного прироста годовой добычи нефти в целом по залежи, по ВС №1Р, ВС №2Р и по СГО №3Г за счет последовательного отключения работающих интервалов СГО. Кривые рассчитаны до конца периода разработки по базовому варианту. Из графика динамики относительного прироста годовой добычи нефти в целом по залежи (рисунок 2.13, а) видно, что наибольший относительный прирост годовой добычи нефти (3,6%) приходится на варианты с отключением 1-2 и 1-3 участков.

Причем стоит заметить, что максимальное значение относительного годового прироста добычи нефти в целом по залежи по варианту с отключением 1 участка УГС СГО составляет всего 2,4%.

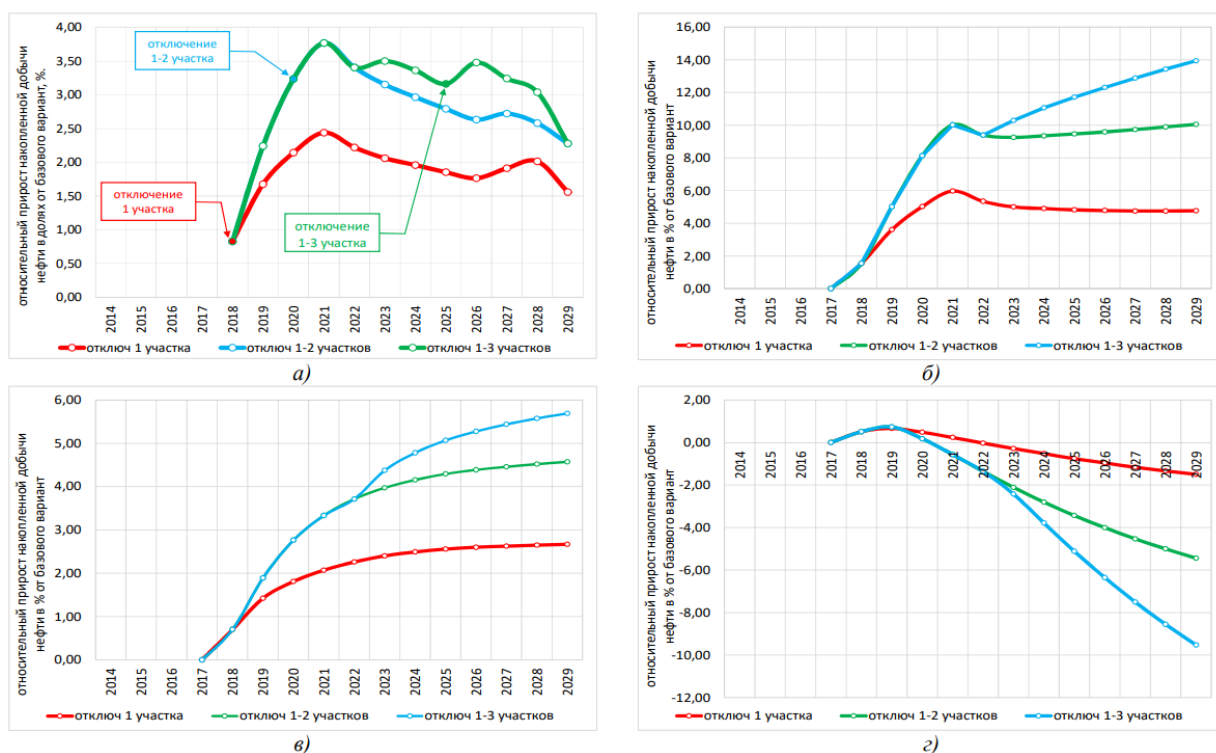


Рисунок 2.13 – Динамика изменения прироста накопленной добычи нефти в целом по участку (а), по ВС № 1Р (б), по ВС №2 (в), по СГО №3Г (г) (в процентах от базового варианта) за счет отключения участков УГС

На графиках динамики относительного прироста годовой добычи нефти в целом по залежи можно также заметить присутствие нескольких пиковых значений по каждому рассмотренному варианту, которые связаны с отключением того или иного интервала УГС СГО.

С целью анализа данных пиковых значений рассмотрим более детально динамику относительного годового прироста добычи нефти по каждой добывающей скважине.

В связи с тем, что некоторые скважины на залежи расположены симметрично друг другу (№1Р с №4Р и №2Р с №5Р), то к рассмотрению примем только скважины №1Р, №2Р и №3Г.

По графику динамики относительного прироста годовой добычи нефти по ВС №2 (рисунок 2.13, в) видно, что по всем вариантам с отключением участков УГС СГО происходит увеличение относительного прироста годовой добычи нефти.

Причем стоит заметить, что по варианту отключения 1-3 участков с 2022 года величина относительного прироста годовой добычи нефти к концу разработки начинает расти с 3,7% до 5,7%.

Согласно рисунку 2.13 (г) первый вариант, подразумевающий закрытие участка 1, дает прирост прогнозный годовой добычи нефти вплоть до 2021 года. Далее прирост отсутствует ввиду снижения эффективности применения технологии. В это время происходит стабилизация падения относительной добычи годовой нефти по ВС №№ 1Р, №4Р и увеличение по ВС №№ 2Р, 5Р (рисунок 2.13, б-в). По вариантам с отключением 1-2 и 1-3 участков относительный прирост годовой добычи нефти по залежи продолжается до 2020 года (принимает отрицательное значение). В это время происходит стабилизация падения относительной добычи годовой нефти по ВС №1 и №5.

Таким образом, набухающие пакеры имеют ряд преимуществ, к которым можно отнести: отсутствие спускных устройств, совместимость с обсаженными и необсаженными стволами скважин, низкая вероятность

отказа, ввиду отсутствия движущихся частей, способность восстанавливать форму, соответствие профилю ствола скважины; долговечность уплотнения; сокращение времени на установку и, как следствие, численности задействованного персонала.

Среди недостатков можно выделить отсутствие возможности быстрого демонтажа, при больших перепадах давления существует вероятность продавливания эластомера, и, следовательно, существует вероятность потери герметизирующей способности; ограниченные условия применения, например, в условиях высоких температур и давления или в газовых скважинах.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Меджидовой Азизе

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ; N 6-ФЗ от 24.07.2009

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта. Определение целей и ожиданий, требований проекта.
2. Планирование и формирование бюджета проводимых исследований	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ. Расчет сметной стоимости выполняемых работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Проведение оценки экономической эффективности проведения мероприятия.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Меджидова Азиза		

59

Таблица 3.1 – Затраты времени выполнения технологических операций

№ п/п	Перечень работ	Продолжительность работ, ч	Состав бригады
1	Ознакомить бригаду с планом работ, и провести инструктаж по ОТ и ТБ	10	4
2	Подготовительные работы, связанные с переездом и расстановкой оборудования на кусту, сборкой линии нагнетания		
3	Определение приёмистости скважины (до проведения работ)	2	4
4	Проведение комплекса исследований реагентов, используемых для приготовления композиций	2	
5	Приготовление и закачка в пласт составов композиций, продавка водой	78	
6	Остановка скважины на период структурного упрочнения	24	
7	Определение приемистости скважины (после проведения работ)	6	
8	Заключительные работы и запуск скважины под нагнетание		
Σ		122	4

Таким образом, общая продолжительность работ составляет 122 часа при составе бригады из 4 человек.

В течение одного месяца бригада проводит работы в среднем на 6 скважинах, в зависимости от объема закачки реагентов. Получается, что для выравнивания профиля приёмистости необходимо 5 дней на обработку одной скважины. В таблице 3.2 представлен календарный график проведения работ. Таблица 3.2 – Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

Этап	Дни				
	1	2	3	4	5
Подготовительный	■				
Выполнения работ по ВПП		■	■	■	■
Заключительный					■

3.2 Расчёт сметной стоимости работ

Смета затрат на производство – это свод всех затрат, связанных с производством продукции, выполнением работ или оказанием услуг. Это плановый документ, определяющий прогнозную величину затрат исходя из установленных организаций норм, расценок, а также с учетом технологических особенностей.

С целью выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и увеличения охвата заводнением применяются технологии с закачкой химических растворов, которые подбираются индивидуально для различных геолого-гидродинамических и технико-экономических условий.

Помимо химических реагентов, в скважину закачиваются продажные жидкости, в качестве которых чаще всего используют техническую воду.

Сырьем при работе являются химические реагенты и техническая вода. В таблице 3.3 представлена смета расходов на сырье при работах по ограничению водопритоков.

Таблица 3.3 – Расчёт стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала на 1 операцию, нат.ед.	Цена за единицу, руб./нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Химический реагент	650 м ³	400	260000
Техническая вода	20 м ³	0	0
Электроэнергия	88 кВт/ч	2,2	23619,2
Итого:			283619,2

Норма расхода материала выбрана в соответствии с усреднёнными расходами материалов предприятий Республики Татарстан, а цена за единицу на основании средней стоимости закупки материалов предприятиями Татарстана.

Финансирование и планирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат. В таблице 3.4 представлена нормативная база сметных расчётов, которая используется в выпускной квалификационной работе.

Таблица 3.4 – Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

№, п/п	Нормативная база	Характеристика	Источник
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
3	Налог на добавленную стоимость	Ставка 20 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ
4	Районный коэффициент	Ставка 15 %	Статья 10 Налоговый кодекс РФ
5	Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16 %	Статья 217 Налоговый кодекс РФ

К расходам на оплату труда относят суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции в соответствии с принятыми на предприятии системами и формами оплаты труда. Добавляются премии за результаты на производстве, а также надбавки за профессиональное мастерство к тарифным ставкам. Также производятся начисления компенсирующего характера – надбавки за проезд на место работы на большие расстояния (удаленное месторождение), за работу в ночное время, работу в выходные и праздничные дни.

Также выплачиваются надбавки за работу в районах крайнего Севера, надбавки выплачиваются в зависимости от районного коэффициента и суммы взносов работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Для проведения работы по ВПП на кустовой площадке работают машинист установки дозирования реагента (УДР), операторы химической обработки скважин (ХОС), а также мастер цеха поддержания пластового давления (ЦППД), который несёт ответственность за проведение работ. Работы производятся в дневную и ночную смены. Длительность смены

составляет 11 часов, учитывая перерывы на обед. Норма выработки в месяц составляет 330 часов. За вахтовый метод работы добавляется процентная надбавка в 16%. Районный коэффициент к заработной плате в Республике Татарстан составляет 15%. Также выплачивается ежемесячная премия в размере 40%. Расчет заработной платы представлен в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Расчёт заработной платы

Должность	Кол-во, чел	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Премия, руб	Районный коэффициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Машинист УДР	2	78,5	122	31,4	11,775	8,016	15822,3
Оператор ХОС	4	95,4	122	38,16	14,31	9,6	19211,34
Мастер ЦППД	1	102,5	122	41	15,375	12,08	20856,51
Итого							55890,15

Согласно Налоговому кодексу РФ определяются страховые взносы. Страховые взносы включают взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке. Расчёт страховых взносов представлен в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Расчёт страховых взносов

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.
Затраты	56979,12	1147,55	2018,11	8705,58	158,28	12029,53

Оборудование для проведения технологического процесса: блок дозирования реагентов и приготовления рабочего раствора (БДРМ, БПСЖ,

КУДР), насосный агрегат (ЦА-320, СИН), емкости для хранения жидких химреагентов, бригадная техника (ППУ, Фискарс и т. д.).

В данной работе для проведения закачки используется передвижная установка по приготовлению и закачке полимерных растворов УДР-32М. Передвижная установка по приготовлению и закачке полимерных растворов УДР-32М создана для технического обеспечения технологии повышения нефтеотдачи пластов путем обработки нефтеносных пластов сшитыми полимерными системами.

Оборудование установок типа УДР-32М является уникальным, не имеет аналогов в России и позволяет производить непрерывное приготовление и закачку в скважину гелеобразующих полимерных систем с точным учетом расхода и дозировкой реагентов. Для приготовления полимерных растворов используется техническая вода из системы поддержания пластового давления, которая подается непосредственно в установку под давлением.

Установка включает в себя:

- насос-дозатор;
- шнековый дозатор с бункером;
- емкость смесительная с электромешалкой;
- трехплунжерный насос;
- блок для хранения жидких и сухих химических реагентов.

Вся установка регулируется программным обеспечением, которое способно регистрировать, архивировать и формировать отчеты о параметрах закачки. Благодаря данной системе возможно полностью автоматизировать технологический процесс и контролировать работу установки, минимизировать участие обслуживающего персонала в технологическом процессе, улучшать качество растворов, а также не допускать перерасхода химических реагентов.

Для того чтобы определить до и после проведения ВПП приёмистость скважины, используют насосный агрегат типа ЦА-320.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Стоимость УДР-32М берем из делового журнала «TOPNEFTEGAZ» [19, 20]. Расчет амортизационных отчислений сводим в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Расчёт амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Балансовая стоимость, руб.	Период работы агрегата за одну операцию, ч	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./закачку
УДР-32М	10 500 000	78	10	9349,3
ЦА-320	4 750 000	78	10	4229,5
Итого:				13578,8

Исходя из всех вышеперечисленных расчетов затрат, определим общую сумму затрат на проведение мероприятия по ВПП по одной скважине. Данные представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	283619,2
2. Затраты на оплату труда	55890,15
3. Страховые взносы	12029,53
4. Амортизационные отчисления	13578,8
Итого	365117,68

Таким образом, общая сумма затрат на проведение одного мероприятия по выравниванию профиля приёмистости с объемом закачки 650 м³ составит 365117,68 рублей. Стоимость работы бригады за период работ (122 часа) равна 55890,15 рублей. Стоимость закачки 1 м³ раствора составляет 562 рубля.

3.3 Оценка коммерческого потенциала и перспективности работ по ограничению водопритоков

SWOT – анализ

SWOT-анализ – это инструмент стратегического планирования, который позволяет описать реалистичное положение дел любой компании. Аббревиатура «SWOT» образована из четырех английских слов: «strengths, weaknesses, opportunities, threats». Они переводятся соответственно как «сильные стороны, слабые стороны, возможности, угрозы». Достоинством SWOT-анализа является проведение комплексного исследования компании, конкурентов и отрасли в целом. Составление SWOT-анализа заключается в перечислении всех значимых аспектов бизнес-деятельности.

Категории «сильные и слабые стороны» принадлежат к факторам, определяемым внутренним положением дел в компании. Категории «возможности и угрозы» — внешние факторы, которые необходимо учитывать при разработке очередного бизнес-плана. Сильные стороны и возможности отражают положительные аспекты на данном этапе развития компании. Это элементы, которые способствуют достижению поставленных бизнес-целей. Слабые стороны и угрозы являются негативными аспектами, препятствующими развитию компании. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны метода ограничения водопритоков (С)	Слабые стороны метода ограничения водопритоков (Сл)
1. Высокая рентабельность; 2. Большой опыт применения метода для выравнивания профиля приемистости; 3. Высокая эффективность при низких затратах; 4. Перспективность применения на месторождениях Каспийского моря	1. Необходимость точного подбора реагента для ограничения водопритоков; 2. Невозможность осуществления полного контроля над процессом гелеобразования; 3. Небольшая длительность периода максимальной производительности

Продолжение табл. 3.9

Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Совершенствование состава химических реагентов и системы заводнения месторождения; 2. Увеличение дебитов нефти; 3. Совершенствование технологии с целью снижения обводненности добываемой продукции	1. Неправильный выбор химического реагента; 2. Прервавшийся процесс закачки реагента; 3. Аварии и выход из строя оборудования

Для наглядного изображения взаимосвязей между областями матрицы строим интерактивную матрицу проекта, благодаря которой возможно объединение их в комбинации и дающие положительное (+) или отрицательное (–) соответствие сильных сторон возможностям. Знак «0» ставится при невозможности оценивания соответствия областей (таблица 3.10).

Таблица 3.10 – Интерактивная матрица проекта (возможности – сильные стороны)

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	0	+	+
	B2	+	+	+	–
	B3	+	–	+	–

Согласно таблице 3.10 корреляции сильных сторон и возможностей проекта составляют: B1C1C3C4, B2C1C2C3C4, B3C1C3C4.

Далее строится интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта (таблица 3.11).

Таблица 3.11 – Интерактивная матрица проекта (возможности – слабые стороны)

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	–	+
	B2	–	+	–
	B3	–	+	–

Согласно таблице 3.11 корреляции слабых сторон и возможностей проекта составляют: В1Сл1Сл3, В2Сл2, В3Сл2.

Для дальнейшего анализа строится интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта (таблица 3.12).

Таблица 3.12 – Интерактивная матрица проекта (угрозы – сильные стороны)

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	+	–	+	+
	У2	+	–	+	–
	У3	+	–	+	–

При анализе интерактивной матрицы были выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С3С4, У2С2С3, У3С1С3.

Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта приведена в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Интерактивная матрица проекта (угрозы – слабые стороны)

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	–	–
	У2	+	+	+
	У3	+	+	+

Согласно таблице 3.13 корреляции слабых сторон и угроз проекта составляют: У1Сл1Сл3, У2Сл1, У3Сл2.

Таким образом, данный проект является очень актуальным, проект показывает высокую эффективность при применении его в реальных условиях. В дальнейшем это приведет к созданию новых высокотехнологичных реагентов и снижению риска до минимума. Самой большой угрозой проекта является неверный подбор метода воздействия, поскольку подобного рода ошибка приведёт к очень высоким затратам для исправления.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Меджидова Азиза

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции на месторождениях Республики Татарстан	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: кустовые площадки месторождений Республики Татарстан
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда; 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. 3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности 4. ПТУСП 01-63 Противопожарные технические условия строительного проектирования предприятий нефтедобывающей промышленности
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – Отклонение показателей климата рабочей зоны; – Повышенный уровень шума и вибрации; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повышенная запыленность рабочей зоны. Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – Поражение электрическим током; – Давление в системах работающих механизмов; – Движущиеся части машин и механизмов производственного оборудования.

3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: распыление загрязняющих веществ из негерметичного оборудования;</p> <p>Гидросфера: утечка химических веществ, нефти и отходов;</p> <p>Литосфера: изменение физико-химических свойств почв при закачке химическими агентами в пласт.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС на объекте: разрушение корпуса элементов, находящихся под давлением; частичное или полное отключение электроэнергии, пожары, взрывы.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожароопасность и взрывоопасность.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Меджидова Азиза		

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью работы является анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции на месторождениях Республики Татарстан. Рассматриваемые мероприятия включают различные вредные и опасные производственные факторы, обусловленные работой на производственной площадке. Для обеспечения безопасных условий труда разрабатываются некоторые необходимые правила проведения работ [21], рассматриваемые в разделе социальной ответственности.

Под социальной ответственностью понимают добровольное стремление компании к качественному улучшению жизни своих работников, заказчиков, и заинтересованные сферы общества. Другими словами, социальная ответственность показывает осознание компанией своего места в обществе и уровень взаимоотношений между обществом и лицом.

Все работы по монтажу, демонтажу и эксплуатации оборудования строго выполняют в соответствии с Правилами безопасности на нефтедобывающих промыслах. Работы проводятся на кустовых площадках на открытой местности. Работы по водоизоляции ведутся круглогодично.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Разработка технологических решений для проблем преждевременного обводнения или добычи обводненной нефти проводятся преимущественно лицами, работающими вахтовым методом. Трудовой Кодекс РФ регулирует вахтовый вид работ [22]. Зачастую, вахтовый метод работы подразумевает под собой перемещение работников в районы крайнего Севера.

Существует ряд характерных особенностей, относящихся к правовому регулированию труда в нефтегазовой отрасли. Среди них можно выделить:

- величина рабочего времени;
- величина времени отдыха;

- заработная плата;
- охрана труда.

Согласно статье №299 ТК РФ продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов.

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ. График предусматривает время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Российским законодательством работникам за тяжелые работы и работы с вредными и опасными условиями предусмотрены следующие льготы и компенсации:

- ежегодный дополнительный отпуск минимальной продолжительности 7 календарных дней (ст.117 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870);
- повышение оплаты труда: не менее 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда (ст. 147 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870);
- выдача молока и лечебно-профилактического питания (ст. 222 ТК РФ).

Работникам могут быть установлены дополнительные по сравнению с законодательством трудовые и социально-бытовые льготы и компенсации за работу в неблагоприятных условиях труда за счет собственных средств работодателя. Перечень и размер дополнительных льгот фиксируется в коллективном договоре.

В течение дня работодатель обязан предоставить перерыв не менее 30 минут и не более двух часов, причем часы перерыва не входят в рабочее время. Также работникам предоставляются выходные дни.

Согласно статьям 129, 219, 164 ТК РФ в условиях наличия вредного производственного фактора предусмотрены компенсационные выплаты призванными компенсировать работникам их психофизиологические затраты (затраты здоровья), которые они несут на работе с вредными и (или) опасными условиями труда.

Работники, подверженные опасным и вредным условиям труда обязаны проходить периодические и предварительные медицинские осмотры за счет средств компании. При выполнении работ с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные условия труда), согласно ТК РФ, для работников предусмотрены обязательные психиатрические обследования не реже одного раза в пять лет.

4.1.2 Организационные мероприятия

Оперативный персонал осуществляет допуск бригады к работе и производит подготовку рабочего участка.

Перед тем как приступить к работам, каждый сотрудник получает специальный наряд-допуск для прохождения инструктажа. В целевом инструктаже указываются меры безопасности по выполнению конкретной работы. Перед началом работы в целевом инструктаже указываются границы рабочего места, наличие вредных и опасных факторов, а также оборудование, применяемое в ходе работ, и техника безопасности при работе с ним.

Для выполнения своих обязанностей оператору требуется правильная компоновка рабочей зоны. Поскольку основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утвержденной принципиальной схеме, которая разработана с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, а также правил пожарной безопасности [23].

Общая компоновка оборудования и аппаратуры должна удовлетворять требованиям действующих противопожарных технических условий строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности ПТУСП 01-63 [24].

При установке оборудования необходимо предусматривать:

- основные проходы в местах пребывания работающих, а также по фронту обслуживания щитов управления шириной не менее 2 м;
- основные проходы по фронту обслуживания машин и аппаратов, имеющих щит управления, местные контрольно-измерительные приборы при наличии рабочих мест, шириной не менее 1,5 м.

Рабочее место должно обеспечивать минимальную траекторию движения работника, а также удобную рабочую позу в положении сидя или стоя.

4.2 Производственная безопасность при работах на кустовой площадке

Работы по ограничению водопритоков, а также работы по регулированию процессов разработки проводятся на кустовых площадках. Нагнетательные скважины обслуживаются оператором по поддержанию пластового давления (ППД). Оператор ППД является квалифицированным сотрудником нефтегазовых предприятий, осуществляющим работу по ограничению водопритоков. Оператор по поддержанию пластового давления 4-го разряда осуществляет следующие трудовые функции:

1. Обслуживание оборудования нагнетательных скважин, работающих при давлении от 10 до 12,5 МПа ($100 - 125 \text{ кгс/см}^2$) и объеме закачки воды от 3600 до 7200 кубических метров в сутки.
2. Участие в проведении работ по восстановлению и поддержанию приемистости нагнетательных скважин.
3. Регулирование подачи рабочего агента в скважины.

4. Участие в монтаже, демонтаже и текущем ремонте наземного оборудования нагнетательных скважин.

5. Участие в работах по установлению режима нагнетательных скважин, распределительных устройств.

6. Устранение мелких неисправностей в средствах защитной автоматики и контрольно-измерительных приборов на распределительных пунктах.

Классификация опасных и вредных факторов, которым подвержен оператор на кустовых площадках, согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [25], представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Подготовка	Проведение мероприятия	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата рабочей зоны;	+	+	+	Трудовой кодекс – ТК РФ- Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха [26]
2. Повышенный уровень шума и вибрации;	–	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 (Шум) [27]; СП 51.13330.2011 (Защита от шума) [28]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ (Вибрации) [29]
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны;	+	+	+	СП 52.13330.2016 (Естественное и искусственное освещение) [30]
4. Повышенная запыленность рабочей зоны;	–	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ (воздух рабочей зоны) [31]; ГОСТ 12.4.296-2015 (средства защиты органов дыхания) [32]

Продолжение табл.4.1

5. Поражение электрическим током;	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 (защитное заземление. Зануление) [33]; ГОСТ Р 12.1.019-2017 (электробезопасность) [34]
6. Давление в системах работающих механизмов;	+	+	+	Приказ Ростехнадзора Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением" от. – 25 марта 2014 года – №. 116. (с изменениями на 12 декабря 2017 года) [35]
7. Движущиеся части машин и механизмов производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ (ограждения защитные) [36]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ(общие требования безопасности) [37]

Далее проводится анализ вредных факторов, приведенных в таблице 1, для обоснования мероприятий по снижению их влияния.

4.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение показателей климата рабочей зоны

Территория Татарстана характеризуется умеренно-континентальным типом климата средних широт, с теплым летом и умеренно-холодной зимой. Самым теплым месяцем является июль со средней месячной температурой

воздуха по территории 18 – 20°C, самым холодным – январь со средними месячными температурами от –13°C. Все работы по ограничению водопритоков производятся круглогодично. При выполнении работ на площадках месторождений обязательно указываются:

- метеорологические параметры воздуха территории района;
- давление, относительная влажность, скорость движения;
- период времени года выполняемых работ.

Показатели климата меняются по сезонам, а также в течении дня. Между организмом человека и внешней средой происходит температурное равновесие. При нахождении работника в высокотемпературной среде увеличивается вероятность перегрева организма, что приводит к гипертермии. Дальнейшее пребывание человека в такой среде приводит к тепловому удару и потере сознания. В случае перегрева существуют следующие симптомы: тошнота, шум в ушах, головокружение, слабость.

Помимо высоких температур, также неблагоприятное влияние на организм оказывают низкие температуры. Для человека наибольшую опасность представляет гипотермия (переохлаждение организма). Трепетное сердцебиение возникает у человека при температуре тела 30 °C, в случае непринятия необходимых мер происходит остановка дыхания. Работы при низких температурах, высокой влажности и скорости ветра являются тяжелыми. Чтобы избежать переохлаждения работникам во время перерывов, необходимо находиться на холоде менее 10 мин при температуре воздуха до -10 °C и не более 5 мин при температуре воздуха ниже -10 °C. Для обогрева и отдыха работников, согласно ТК РФ [26] необходимо специальное оборудование помещения. Помещение для обогрева работников должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых помещений. Для стабилизации теплового состояния в местах обогрева должна поддерживаться температура в пределах 21-25 °C.

Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой, которая будет соответствовать времени года и температуре окружающей среды в целом. Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

В таблице 4.2 приведены температуры воздуха, скорости ветра, при которых приостанавливаются работы в холодное время.

Таблица 4.2 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	– 40
< 5.0	– 35
5.1 – 10.0	– 25
10.1 – 15.0	– 15
15.1 – 20.0	– 5
> 20	0

Повышенный уровень шума и вибрации

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов.

К числу наиболее типичных источников шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие),

системы транспорта. Звуковые колебания на рабочем месте оператора происходят от различных агрегатов, например, для ОПЗ, машин КРС. Также в близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, но все они не превышают допустимый уровень шума, согласно требованиям ГОСТа [27].

Нормой шума на открытой местности является 80 дБА. Если же месторождение удаленное, то требуются перелеты к месту работы на вертолетах. Вертолеты создают уровень шума 95-100 дБА, что превышает допустимые нормы.

При контакте человека с звуковыми колебаниями, они оказывают пагубное влияние на весь организм в целом. При повышенных уровнях шума работник подвержен утомляемости, а при выполнении задач, которые требуют особого внимания и сосредоточенности, появляется риск роста ошибок. При длительном воздействии шума на организм нарушается ритм сердца, артериальное давление.

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума согласно ГОСТ 12.4.051 [28] могут быть: наушники, противозумные вкладыши, шлемы и каски.

Так же защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Защита от вибрации обеспечивается:

- балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов;
- устройством виброгасящих опор и фундаментов.

От вибрации защищаются путем совершенствования техники и оборудования, поиском лучших поглощающих вибрацию материалов. Для личной защиты от вибрации используют резиновые перчатки и резиновые прокладки в блоке установки двигателя. К методам и средствам коллективной

защиты можно отнести звукоизолирующие кожухи, кабины, выгородки, а также рациональное размещение рабочих органов и рабочих мест.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках – аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного 94 аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения.

В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2016) [30]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Повышенная запыленность рабочей зоны

Для предупреждения распространения лесных пожаров, кустовую площадку огораживают насыпью песка. При ветреной погоде потоки воздуха уносят с собой частицы песка, вследствие чего становится возможным его попадание в органы дыхания. Длительная работа в условиях запыленности может привести к возникновению у сотрудников профессиональных

заболеваний, поэтому рабочая зона должна соответствовать общим санитарно-гигиеническим требованиям к воздуху рабочей зоны, согласно ГОСТ 12.1.005-88 [31].

Для того, чтобы ограничить попадание песка в носовую область, необходимо ношение респираторов, противогазов, которые регламентируются в ГОСТ 12.4.296- 2015 [32].

4.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятия по их устранению

Поражение электрическим током

Работник нефтегазовой отрасли постоянно сталкивается с оборудованием, которое находится под напряжением. Действует электрический ток на человека по-разному. Проходя через организм человека, он вызывает электролитическое (разложение крови), термическое (ожоги), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (разрывы кожи, сосудов, судороги, переломы костей). Поэтому важно, чтобы работник умел пользоваться такими приборами, знать их принцип действия и конструкцию. Неквалифицированный в области электробезопасности работник при возникновении опасных ситуаций обязан сообщить о какой-либо неисправности главному инженеру-электрику. Электрические приборы и оборудование должны проходить периодический осмотр. Оборудование, которое вышло из строя, должно своевременно починено, либо заменено на новое. Также оборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Заземление должно соответствовать требованиям, которые указаны в ГОСТ 12.1.030.81 «Защитное заземление. Зануление» [33]. Для того, чтобы не допустить воздействие на работников электрического тока, используют средства индивидуальной и коллективной защиты, согласно ГОСТ Р 12.1.019-2009 [34].

К коллективным средствам относят предупредительную сигнализацию, различным предупреждающих плакатов, защитное заземление, отключение и др. К средствам индивидуальной защиты относят изолирующие рукавицы и обувь, защитные пластиковые каски и очки, а также термостойкие костюмы.

Давление в системах работающих механизмов

Технологическое оборудование работает под высоким уровнем давления. Высокое давление может привести к его разрушению и в последствии нанести ущерб работникам, в том числе летальный исход. При разгерметизации оборудования, работающего под давлением, возникают две группы опасности. К первой группе относят разрушение из-за взрывной волны, что приводит к травмированию работников. Ко второй группе относят оборудование с вредными и опасными веществами. Но чаще реагенты, применяемые для ВПП, не являются агрессивными. К разгерметизации чаще всего приводят различные дефекты сосудов, резервуаров, трубопроводов, которые образовались при изготовлении, хранении или транспортировке.

Ввиду высокой травмоопасности к обслуживанию механизмов, работающих под давлением, допускаются лица, достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены. Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, КИП, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств [35].

Движущиеся части машин и механизмов производственного оборудования

На производстве работники подвержены опасности получения механических травм. Под механическими травмами понимают повреждение мышц, кожных покровов, костей, позвоночника, головы и других различных частей тела. Получить подобного рода травму можно по причине шероховатости поверхности, при спуско - подъемных операциях, при монтаже и демонтаже установок. Также к механическим травмам приводят острые инструменты, движущиеся машины и механизмы, передвигающиеся объекты, разрушающиеся конструкции. В связи с этим появляется необходимость защитить работников от опасных факторов.

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне. Как указано в ГОСТ 12.2.062-81 [36], ограждение имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов. Устанавливают их так, чтобы полностью исключить доступ человека в зону опасности. Необходимо соблюдать все требования при их устройстве. Работа категорически запрещается при неисправных ограждениях. Для профилактики систематически проверяют наличие всей необходимой защиты. Также проводят плановую и внеплановую проверку тормозных и пусковых устройств, состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2003-91 [37].

Для защиты от механических повреждений необходимо строго соблюдать требования техники безопасности и меры предосторожности.

4.3 Экологическая безопасность

При разработке месторождений с обводненной продукцией тяжело защитить природную среду от техногенного и антропогенного воздействия. Для минимизации ущерба окружающей среде предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды.

Загрязнение гидросферы

Для того, чтобы предотвратить попадание различных химических реагентов в гидросферу, необходимо полностью герметизировать всё оборудование и арматуры.

При ограничении водопритоков возможно:

- загрязнение водотоков, подземных грунтовых вод, почв химическими реагентами, ГСМ, пластовыми флюидами;
- загрязнение отходами хозяйственно-бытовых жидкостей;
- загрязнение продуктами утечек скважин.

Загрязнение литосферы

Поверхностный слой почвы подвержен влиянию различных организационных работ. Поверхностный слой почвы разрушается под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также различной техники и оборудования.

При закачке химическими агентами, существует большая вероятность попадания их в продуктивные пропластки, а также путём перетоков за его пределы. Всё это изменяет физико-химические свойства почв, что негативно влияет на неё.

При регулировании процесса разработки путём нестационарного заводнения, закачка химических реагентов не производится. Ведется закачка подготовленной специальной технологической водой необходимой минерализации. Отсюда следует, что данный метод оказывает минимум вредного воздействия на литосферу.

Загрязнение атмосферы

На кустовых площадках из-за неплотности запорно-регулирующей арматуры, фланцевых соединений и сальниковых уплотнений происходит выделение различных загрязняющих веществ в атмосферу. Также загрязнению атмосферы способствуют выхлопные газы двигателей автомобилей на промысле. Для того, чтобы предотвратить поступление выбросов в атмосферу загрязняющих веществ, необходимо полностью

герметизировать оборудование, осуществлять контроль за швами сварных соединений, защищать оборудование от коррозии.

Мероприятия по охране объектов природной среды

Нефть, отработанную вода в процессе освоения скважины необходимо собирать в передвижные емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор. После того, как провели при помощи нагнетательного агрегата закачку химических реагентов и других веществ, до разбора его нагнетательной системы, необходимо промыть её инертной жидкостью. После промывки жидкость необходимо сбросить в сборную емкость. В дальнейшем остатки химических реагентов доставляют в специальные места, которые оборудованы для их утилизации или уничтожения.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью, материальные потери или нарушение условий жизнедеятельности людей.

При возникновении чрезвычайной ситуации проводятся мероприятия по локализации аварийного процесса и ликвидации последствий. Мероприятия как правило, включают в себя спасательно-неотложные и аварийно-восстановительные работы, оказание экстренной медицинской помощи, мероприятия по восстановлению нормальной жизнедеятельности в зоне поражения, в том числе восстановление систем жизнеобеспечения и охрану общественного порядка, локализацию и ликвидацию экологических последствий.

Наиболее частыми проблемами, возникающими на предприятии, являются различные травмы, связанные с неосторожностью и пренебрежением безопасности. Зачастую ввиду работы с

легковоспламеняющимися жидкостями и газами наиболее вероятной ЧС является пожар.

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Вещества, применяемые при тушении пожаров, должны 100 обеспечивать высокий эффект тушения, не оказывать вредного воздействия на организм, быть доступными и дешевыми [38].

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломы, ведрами и огнетушителями ОХП-10, ОУ-2, ОУ-5. Курение разрешено в специально отведенных местах.

Для контроля, за состоянием пожарных средств и сигнализации, а также для обеспечения их нормальной работы, руководитель объекта назначает ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала объекта.

Примерный комплект противопожарного инвентаря, который должен находиться на нефтепромысле:

- багры пожарные ПБТ с металлическим стержнем и ПБН с насадкой и большим крюком;
- топоры пожарные: ПП – пожарный поясной;
- крюки пожарные ПКЛ, ПКТ – тяжелые;
- стволы пожарные КР-Б, СА, ПС-50-70;
- рукава пожарные; • стволы пожарные ручные СПР-2;
- фонари пожарные ФЭП-И – индивидуальные;
- лестницы пожарные.

При наличии признаков ЧС необходимо срочно доложить вышестоящему начальству, остановить работы и вывести работников в безопасную зону. При наличии травм оказать первую помощь. При порыве необходимо сбросить давление с участка, закрыть необходимые задвижки на скважинах и вызвать бригаду для ремонта. При возникновении пожара

обязательно электроэнергию. После, при помощи средств пожаротушения попытаться ликвидировать пожар и вызвать пожарную бригаду.

Вывод

В данном разделе работе приведены основные источники опасного и вредного воздействия на человека. Также в работе уделено внимание охране природы, приведены мероприятия, позволяющие снизить негативное воздействие на окружающую среду.

Работы на кустовой площадке являются потенциальным источником нанесения вреда жизни и здоровью человека. Для того чтобы этого избежать необходим контроль за источниками негативного воздействия, соблюдение основных правил, использование защитной амуниции. Также все сотрудники должны знать правила безопасности и поведения во время чрезвычайной ситуации, проходить инструктажи и тестирования на знание основ техники безопасности. Кроме того, на кустовых площадках должны присутствовать люди, отвечающие за безопасность.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проблема ограничения притоков воды становится все более распространенной в настоящее время. Ввиду фациальной неоднородности пластов, а также в процессе разработки, увеличение обводненности продукции нефтяных скважин является естественным процессом и большинство запасов нефти отбираются именно в этот период.

В ходе работы был проведен анализ мероприятий по снижению обводненности скважинной продукции месторождений Республики Татарстан. Были рассмотрены проблемы избыточных водопритокров, а также причины преждевременного обводнения.

Среди технологий, применяемых на месторождениях Татарстана, были выделены и рассмотрены два способа ограничения водопритокров: закачкой и применением нефтеводонабухающих пакеров. Оба метода нашли широкое применение и доказали свою эффективность опытно-промышленными испытаниями.

Наибольшую эффективность проявила технология ограничения водопритокров путем закачки силикат-гелевого состава. Данная технология позволила снизить среднюю обводненность продукции с 97,5% до 79,5%, в некоторых скважинах обводненность снизилась до 12% и ниже, что связано с различной проницаемостью пропластков и наличием источником водопритокров.

Применение нефтеводонабухающих пакеров позволило снизить среднюю обводненность продукции скважин с 32% до 12% на месторождениях «Шешмаойл», а также с 98% до 96% в карбонатных коллекторах на месторождениях ПАО «Татнефть».

Несмотря на высокую эффективность применения пакеров в некоторых случаях, существует множество проблем, связанных с их эксплуатацией, например, невозможность быстрого демонтажа при осложнениях, возможность разгерметизации и ограниченные возможности применения.

Применение различных составов, в свою очередь, возможно в широких диапазонах, составы обладают селективностью и подбираются под свой тип пластовой воды, следовательно, их применение с большой вероятностью будет успешным.

В экономической части была рассчитана общая сумма затрат на проведение одного мероприятия по выравниванию профиля приёмистости с объемом закачки 650 м³ составит 365117,68 рублей. Стоимость закачки 1 м³ раствора составляет 562 рубля.

Также в работе приведены основные источники опасного и вредного воздействия на человека. В работе уделено внимание охране природы, описаны мероприятия, позволяющие снизить негативное воздействие на окружающую среду.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бейли Б., Крабти М., Тайри Д., Кучук Ф., Романо К., Рудхарт Л., Элфик Д. Диагностика и ограничение водопритоков // Журнал «Нефтегазовое обозрение – Весна, 2001 – С.44-67.
2. Телков А.П. Образование конусов подошвенной воды при добыче нефти и газа // А.П. Телков, Ю.И. Стклянин. – М.:Недра, 1965. – 183 с.
3. Исследование скважин // Техническая библиотека электронного журнала «NEFTEGAZ.RU». URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/burovye-ustanovki-i-ikh-uzly/141516-issledovanie-skvazhin/> (Дата обращения 17.04.2021 г.).
4. Барамбонье С., Очерedyко Т.Б. Анализ технологии проведения ремонтно-изоляционных работ с применением СНПХ-9633 на залежах 302-303 Ромашкинского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (Политехнический Вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 60-76.
5. Фаттахов И.Г. Методика идентификации путей обводнения нефтяных скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело» – Уфа, 2011. – № 3. – С. 154-159.
6. Спутник нефтегазопромыслового геолога: Справочник/ Под ред. И.П. Чоловского. - М.: Недра. 1989.
7. Савенок О.В., Лешкович Н.М., Мажник В.И. Анализ обводненности и методы ограничения водопритоков в нефтегазодобывающих скважинах месторождений острова Сахалин // Журнал «Булатовские чтения» - Юг, 2017. – Том № 2. – С. 255-260.
8. Чекалин А.Н., Конюхов В.М., Волков Ю.А. Анализ влияния циклического воздействия на нефтеотдачу трещиновато-пористого пласта // Материалы семинара-дискуссии «Концепция развития методов увеличения нефтеизвлечения». – Бугульма, 1996 г.

9. Руководящий документ РД 153-39.1-808-13 «Руководство по эксплуатации скважин установками скважинных штанговых насосов в ОАО «Татнефть». – 495 с.
10. Положение о ведении технологической работы в цехах добычи нефти и газа в ОАО «Татнефть». – Альметьевск. – 2007. – С. 86-87.
11. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816 с.
12. Бейли, Б. Диагностика и ограничение водопритоков [Текст] / Б. Бейли, М. Крабтри, Д. Тайри, Ф. Кучук [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2001. – Т.6. - № 1. – С. 44 – 67.
13. Девликамов В.В., Хабибуллин Э.А. и Зюрин В.Г. Подземная гидрогазодинамика: Учебное пособие. – Уфа: Изд. Уфимс. нефт. ин-та, 1987. – 86 с.
14. Старшов М.И., Малыхин В.И., Хасаншина Э.М., Залитова М.В., Семенова Е.А. Технология ограничения водопритоков при разработке нефтяных месторождений Республики Татарстан // Вестник технологического университета, 2017 – №15 – С. 140-142.
15. Исаев А.А., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Разобщение пластов и изоляция межпластовых перетоков при помощи водонабухающих пакеров // Журнал «Булатовские чтения» - Юг, 2018. – Том № 3. – С. 127-132.
16. Пат. РФ № 2581593 Способ эксплуатации скважинного нефтепромыслового оборудования / Тахаутдинов Ш.Ф. и др., – заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть», № 2015124355/03; заявл. 23.06.2015.
17. Идиятуллина, З.С. Технология для эффективной эксплуатации скважины с горизонтальным окончанием при признаках ее преждевременного обводнения / Идиятуллина З.С., Хакимзянов И.Н., Киямова Д.Т. // Георесурсы. – 2016. - №1. – С.14-18.

18. Вопросы оптимизации и повышения эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на основе математического моделирования месторождений Татарстана / И.Н. Хакимзянов, Р.С. Хисамов, И.М. Бакиров, Д.А. Разживин, Д.Т. Киямова. – Казань. - Изд-во «ФЭН» АН РТ. – 2014. – 240 с.

19. Установка передвижная для приготовления и закачки полимерных композиций УДР-32М/ Деловой журнал «TOPNEFTEGAZ». URL: <http://www.topneftegaz.ru/catalogue/product/view/1093550> (Дата обращения: 28.04.2021)

20. Агрегат цементируочный ЦА-320/ Деловой журнал «TOPNEFTEGAZ». URL: <http://www.topneftegaz.ru/catalogue/product/view/1097836> (Дата обращения: 28.04.2021)

21. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.

22. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

23. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.

24. Противопожарные технические условия строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности (ПТУСП 01-63) УТВ. 17/VIII 1963 г.

25. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

26. Трудовой кодекс – ТК РФ – Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха.

27. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

28. ГОСТ 12.4.051-87 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний
29. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.
30. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
31. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
32. ГОСТ 12.4.296-2015. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания.
33. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».
34. ГОСТ Р 12.1.019-2017. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
35. Ростехнадзора П. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением" от. – 25 марта 2014 года – №. 116. (с изменениями на 12 декабря 2017 года).
36. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
37. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
38. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.